



TUGAS AKHIR - RF141501

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE  
KOMPRESIBILITAS DI *RESERVOIR* KARBONAT, STUDI  
KASUS : LAPANGAN MZ JOB PERTAMINA - PETROCHINA  
EAST JAVA**

MUHAZZIB

NRP 3713100041

DOSEN PEMBIMBING

Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, M.T  
NIP. 19690906 199702 1001

Dr. Ir. Amien Widodo, MS  
NIP. 19591010 198803 1002

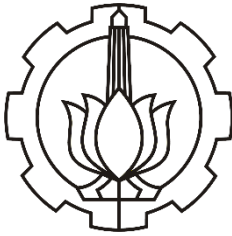
DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA

Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2017

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***



**TUGAS AKHIR - RF141501**

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE  
KOMPRESIBILITAS DI *RESERVOIR* KARBONAT, STUDI  
KASUS : LAPANGAN MZ JOB PERTAMINA - PETROCHINA  
EAST JAVA**

**MUHAZZIB**

**NRP 3713100041**

**DOSEN PEMBIMBING**

**Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, M.T**

**NIP. 19690906 199702 1001**

**Dr. Ir. Amien Widodo, MS**

**NIP. 19591010 198803 1002**

**DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA**

**Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan**

**Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Surabaya 2017**

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***



**UNDERGRADUATE THESIS - RF141501**

**PORE PRESSURE PREDICTION USING COMPRESSIBILITY  
METHOD IN CARBONATE RESERVOIR, CASE STUDY : MZ  
FIELD JOB PERTAMINA - PETROCHINA EAST JAVA**

**MUHAZZIB**

**NRP 3713100041**

**SUPERVISORS**

**Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, M.T**

**NIP. 19690906 199702 1001**

**Dr. Ir. Amien Widodo, MS**

**NIP. 19591010 198803 1002**

**GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT**

**Civil Engineering and Planning Faculty**

**Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Surabaya 2017**

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

**PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN  
METODE KOMPRESIBILITAS DI *RESERVOIR*  
KARBONAT, STUDI KASUS : LAPANGAN MZ JOB  
PERTAMINA – PETROCHINA EAST JAVA**

**TUGAS AKHIR**

Di ajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan

Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik

Pada

Departemen Teknik Geofisika

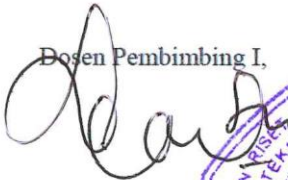
Institut Teknologi Sepuluh Nopember


Surabaya, 6 Juli 2017


Menyetujui,


Dosen Pembimbing I,

Dosen Pembimbing II,

  
Dr. Avi Syaeful Bahri, S.T. M.T.  
NIP. 19790813 200812 2002

  
Dr. Ir. Amien Widodo, MS  
NIP. 19591010 198803 1002

  
Mengesahkan  
Kepala Laboratorium  
Petrofisika

  
Wien Lestari, S.T. M.T.  
NIP. 1981 1002 201212 200

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***



## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas akhir saya dengan judul **“Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Kompresibilitas di *Reservoir* Karbonat, Studi Kasus: Lapangan MZ JOB Pertamina – Petrochina East Java”** adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 6 Juli 2017

Muhazzib  
NRP. 3713100041

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

# **PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE KOMPRESIBILITAS DI *RESERVOIR* KARBONAT, STUDI KASUS : LAPANGAN MZ JOB PERTAMINA – PETROCHINA EAST JAVA**

Nama Mahasiswa : Muhazzib  
NRP : 3713100041  
Departemen : Teknik Geofisika  
Dosen Pembimbing : Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, M.T  
Dr. Ir. Amien Widodo, MS

## **ABSTRAK**

Prediksi tekanan pori sangat diperlukan pada aktifitas eksplorasi hingga pengembangan lapangan minyak dan gas bumi. Prediksi yang akurat dapat menentukan berat jenis lumpur yang tepat sehingga menjadikan aktifitas pemboran sumur di industri minyak dan gas bumi lebih efektif, aman, dan efisien. Saat ini, prediksi tekanan pori terutama di *reservoir* karbonat masih menjadi tantangan yang besar di industri karena heterogenitas dari *reservoir* karbonat. Salah satu pendekatan yang dapat dilakukan yaitu, dengan menggunakan metode kompresibilitas yang mengadopsi dua parameter heterogenitas reservoir karbonat: kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori. Tetapi, nilai kedua parameter tersebut pada umumnya terbatas, karena hanya diketahui melalui pengukuran *core*. Penelitian ini dilakukan terhadap 3 sumur penelitian di Lapangan MZ JOB Pertamina-Petrochina East Java yang bertujuan untuk mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori menggunakan data *well log* melalui proses *fluid replacement modelling*, mengetahui mekanisme yang menyebabkan *overpressure* di wilayah penelitian, lalu memprediksi tekanan pori di *reservoir* karbonat menggunakan metode kompresibilitas. Hasil perhitungan tekanan pori lalu dibandingkan dengan tekanan lumpur pemboran, data tekanan langsung (RFT), serta perhitungan *d'exponent*. Selain itu, juga dilakukan analisis untuk menentukan berat jenis lumpur pemboran yang aman dan efisien pada *reservoir* karbonat di Lapangan MZ JOB Pertamina - Petrochina East Java. Analisa penyebab *overpressure* pada sumur penelitian menggunakan karakteristik data *log shale* terhadap *normal compaction trend* dan menunjukkan bahwa *overpressure* pada lapangan penelitian disebabkan oleh mekanisme *loading* atau *disequilibrium compaction* akibat laju sedimentasi yang tinggi dari formasi Ngrayong. Selain itu, parameter

kompresibilitas *bulk* dan pori yang didapatkan dari proses *fluid replacement modelling* dapat menghasilkan nilai tekanan pori yang baik dan tepat melalui metode kompresibilitas. Hal tersebut ditunjukkan melalui perbandingan yang cocok antara hasil perhitungan tekanan pori dengan tekanan lumpur, *d'exponent* dan masalah pemboran. Selain itu, nilai selisih rata-rata antara tekanan pori dengan data tekanan langsung (RFT) cukup baik yaitu kurang dari 1000 psi, dimana pada sumur MZ-1 yaitu 162.63 psi, MZ-2 yaitu 503.62 psi, dan MZ-3 yaitu 666.26 psi. Rekomendasi berat jenis lumpur pemboran untuk Lapangan MZ ditentukan dengan menggunakan *safety factor* sebesar 0.7 ppg dan *safety window* yang berada di antara nilai tekanan pori dan tekanan rekah.

**Kata kunci :** Kompresibilitas *bulk*, kompresibilitas pori, *reservoir* karbonat, tekanan pori.

# **PORE PRESSURE PREDICTION USING COMPRESSIBILITY METHOD IN CARBONATE RESERVOIR, CASE STUDY : MZ FIELD JOB PERTAMINA – PETROCHINA EAST JAVA**

Student Name : Muhazzib  
Student ID Number : 3713100041  
Departement : Teknik Geofisika  
Supervisors : Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, M.T  
Dr. Ir. Amien Widodo, MS

## **ABSTRACT**

Pore pressure prediction is essential for exploration until development stage in oil and gas industry. An accurate estimation is critically important to determine reliable mudweight for efficient, effective, and safe drilling activity. Currently, pore pressure prediction especially in carbonate reservoir is still a big challenge in industry because the heterogeneity of carbonate reservoir. Reliable approach that we could do is using compressibility method that adopt two parameter from the heterogeneity of carbonate reservoir: bulk compressibility and pore compressibility. However, both of those parameters are limited, it because those parameters are only available from core measurement. This research is focused on 3 research wells in MZ Field JOB Pertamina-Petrochina East Java that aims to determine bulk and pore compressibility using well log data through fluid replacement modelling, determine causal mechanism of overpressure in research area, and calculate pore pressure in carbonate reservoir using compressibility method. The result of pore pressure calculation will be compared with mud pressure, direct pressure (RFT), and d'exponent calculation. In addition, this research also analyze about effective and efficient mudweight for carbonate reservoir in MZ Field JOB Pertamina-Petrochina East Java. The causal mechanism of overpressure analysis is known by using shale log characteristic to normal compaction trend and showed that overpressure in MZ Field is caused by loading mechanism or disequilibrium compaction as result of rapid sedimentation from Ngrayong formation. In other hand, bulk compressibility and pore compressibility which obtained from fluid replacement modelling is successfully yield good result of pore pressure in carbonate reservoir through compressibility method. That showed by the result of comparison between pore pressure and mud pressure, d'exponent and with hole problem.

In addition, the average difference between pore pressure and direct pressure is well defined by the results are less than 1000 psi for each research wells: MZ-1 is 162.63 psi, MZ-2 is 503.62 psi, and MZ-3 is 666.26 psi. The mudweight recommendation for MZ Field is determined using safety factor about 0.7 ppg and safety window that positioned between pore pressure and fracture pressure.

**Key words :** bulk compressibility, carbonate reservoir, pore compressibility, pore pressure.

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya sehingga laporan Tugas Akhir yang dilaksanakan di PT. Joint Operation Body Pertamina Petrochina East Java (JOB PPEJ) yang berjudul “Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Kompresibilitas di *Reservoir* Karbonat, Studi Kasus : Lapangan MZ JOB Pertamina-Petrochina East Java” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, saya mengucapkan terima kasih kepada :

1. Keluarga atas dukungan yang sangat besar selama penulis menjalani Tugas Akhir ini.
2. Bapak Dr. Ayi Syaeful Bahri, S.Si, M.T dan Pak Dr. Ir. Amien Widodo, MS, selaku dosen pembimbing.
3. Mas M. Wahdanadi Haidar, M.Si, selaku pembimbing di JOB PPEJ yang telah banyak membantu penulis dalam melaksanakan penelitian.
4. Seluruh dosen Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
5. Teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2013 atas dukungannya.
6. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis, terima kasih banyak atas doa dan dukungannya.

Semoga Allah membalas semua kebaikan semua pihak. Penulis menyadari tentunya penulisan Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya, 6 Juli 2017

Muhazzib

NRP. 3713100041

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***



## DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
ABSTRAK .....	v
ABSTRACT .....	vii
KATA PENGANTAR .....	ix
DAFTAR ISI .....	xi
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1    Latar Belakang .....	1
1.2    Perumusan Masalah .....	2
1.3    Batasan Masalah.....	2
1.4    Tujuan .....	3
1.5    Manfaat .....	3
BAB II DASAR TEORI.....	5
2.1    Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Bagian Utara.....	5
2.1.1    Stratigrafi Regional .....	5
2.1.2    Sistem <i>Petroleum</i> Cekungan Jawa Timur Bagian Utara.....	7
2.2    Konsep Tekanan Bawah Permukaan Bumi .....	9
2.2.1    Tekanan <i>Overburden</i> .....	11
2.2.2    Tekanan Hidrostatik .....	11
2.2.3    Tekanan Efektif .....	13
2.2.4    Tekanan Rekah .....	13
2.2.5    Tekanan Pori.....	14
2.3    Mekanisme Terjadinya <i>Overpressure</i> .....	15
2.3.1    Pembebanan.....	16
2.3.2    Non-pembebanan ( <i>Unloading</i> ) .....	17
2.3.3    Perpindahan Tekanan <i>Overpressure</i> .....	18

2.4	Metode Prediksi Tekanan Pori .....	19
2.4.1	Pengukuran Tekanan Langsung .....	19
2.4.2	<i>D'exponent</i> .....	20
2.4.3	Metode Kompresibilitas .....	20
BAB III METODOLOGI .....		23
3.1	Data .....	23
3.2	Diagram Alur Penelitian .....	23
3.3	Tahapan Pengolahan Data .....	25
3.3.1	Analisa <i>Log</i> .....	26
3.3.2	Perhitungan <i>d'Exponent</i> .....	31
3.3.3	Perhitungan Tekanan <i>Overburden</i> .....	35
3.3.4	Perhitungan Tekanan Hidrostatik .....	38
3.3.5	Analisa Penyebab <i>Ovepressure</i> .....	40
3.3.6	Perhitungan Tekanan Pori di <i>Reservoir</i> Karbonat .....	43
3.3.7	Perhitungan Tekanan Rekah .....	47
BAB IV PEMBAHASAN .....		53
4.1	Analisa Penyebab <i>Overpressure</i> Lapangan MZ .....	53
4.3	Analisa Tekanan Pori <i>Reservoir</i> Karbonat .....	72
4.3.1	Terhadap <i>d'Exponent</i> , Tekanan Lumpur, dan Permasalahan Pemboran .....	72
4.3.2	Terhadap Pengukuran Tekanan Langsung .....	78
4.4	Rekomendasi Berat Jenis Lumpur di <i>Reservoir</i> Karbonat .....	84
BAB V PENUTUP .....		91
5.1	Kesimpulan .....	91
5.2	Saran .....	92
DAFTAR PUSTAKA .....		93

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Bagian Utara (Sumber : Well Report JOB Pertamina – Petrochina East Java, 2014). ....	6
Gambar 2. 2 Profil tekanan bawah permukaan pada sedimen (Dutta, 2002) ....	10
Gambar 2. 3 Densitas air terhadap perubahan salinitas (Mouchet dan Mitchell, .....)	12
Gambar 2. 4 Jenis anomali tekanan pori (Fertl, 1976) .....	14
Gambar 2. 5 Respon tekanan efektif terhadap beberapa mekanisme pembentuk .....	16
Gambar 2. 6 Pembentukan tekanan overpressure akibat mekanisme unloading	18
Gambar 3. 1 Diagram alur penelitian .....	24
Gambar 3. 2 Proses perhitungan tekanan pori di reservoir karbonat .....	25
Gambar 3. 3 Analisa log di MZ-1 .....	27
Gambar 3. 4 Analisa log MZ-2 .....	28
Gambar 3. 5 Analisa log MZ-3 .....	28
Gambar 3. 6 Hasil crossplot gamma ray dengan p-impedance di sumur MZ-1	29
Gambar 3. 7 Hasil crossplot gamma ray dengan p-impedance di sumur MZ-2	29
Gambar 3. 8 Hasil crossplot gamma ray dengan p-impedance di sumur MZ-3	30
Gambar 3. 9 Hasil perhitungan d'Exponent di sumur MZ-1 .....	32
Gambar 3. 10 Hasil perhitungan d'Exponent di sumur MZ-2 .....	33
Gambar 3. 11 Hasil perhitungan d'Exponent di sumur MZ-3 .....	34
Gambar 3. 12 Profil tekanan overburden di sumur MZ-1 .....	36
Gambar 3. 13 Profil tekanan overburden di sumur MZ-2 .....	37
Gambar 3. 14 Profil tekanan overburden di sumur MZ-3 .....	37
Gambar 3. 15 Profil tekanan overburden dan hidrostatik di sumur MZ-1 .....	38
Gambar 3. 16 Profil tekanan overburden dan hidrostatik di sumur MZ-2 .....	39
Gambar 3. 17 Profil tekanan overburden dan hidrostatik di sumur MZ-3 .....	39
Gambar 3. 18 Respon log terhadap mekanisme loading (Ramdhan, 2010) .....	41
Gambar 3. 19 Respon log terhadap mekanisme unloading (Ramdhan, 2010) ..	42
Gambar 3. 20 Konsep sistem pori shale (Ramdhan, 2010) .....	43
Gambar 3. 21 Konsep pengukuran uniaxial compression (Eloranta, 2015) .....	44
Gambar 3. 22 Profil tekanan rekah reservoir karbonat MZ-1 .....	49
Gambar 3. 23 Profil tekanan rekah reservoir karbonat MZ-2 .....	50
Gambar 3. 24 Profil tekanan rekah reservoir karbonat MZ-3 .....	51

Gambar 4. 1 Sonik shale pada sumur MZ-1 .....	54
Gambar 4. 2 Porositas shale pada sumur MZ-1 .....	55
Gambar 4. 3 Densitas shale pada sumur MZ-1 .....	56
Gambar 4. 4 Sonik shale pada sumur MZ-2 .....	58
Gambar 4. 5 Porositas shale pada sumur MZ-2 .....	59
Gambar 4. 6 Densitas shale pada sumur MZ-2 .....	60
Gambar 4. 7 Sonik shale pada sumur MZ-3 .....	62
Gambar 4. 8 Porositas shale pada sumur MZ-3 .....	63
Gambar 4. 9 Densitas shale pada sumur MZ-3 .....	64
Gambar 4. 10 Korelasi antar sumur penelitian .....	67
Gambar 4. 11 Profil tekanan pori di reservoir karbonat pada sumur MZ-1 .....	69
Gambar 4. 12 Profil tekanan pori di reservoir karbonat pada sumur MZ-2 .....	70
Gambar 4. 13 Profil tekanan pori di reservoir karbonat pada sumur MZ-3 .....	71
Gambar 4. 14 Profil tekanan pori dengan d'exponent, tekanan lumpur, dan ...	74
Gambar 4. 15 Profil tekanan pori dengan d'exponent, tekanan lumpur, dan ...	75
Gambar 4. 16 Profil tekanan pori dengan d'exponent, tekanan lumpur, dan ...	76
Gambar 4. 17 Profil tekanan pori dengan tekanan langsung di sumur MZ-1 ...	80
Gambar 4. 18 Profil tekanan pori dengan tekanan langsung di sumur MZ-2 ...	81
Gambar 4. 19 Profil tekanan pori dengan tekanan langsung di sumur MZ-3 ...	82
Gambar 4. 20 Safety mud window untuk reservoir karbonat sumur MZ-1 .....	85
Gambar 4. 21 Safety mud window untuk reservoir karbonat sumur MZ-2 .....	87
Gambar 4. 22 Safety mud window untuk reservoir karbonat sumur MZ-3 .....	89

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3. 1</b>	Data Sumur Lapangan MZ JOB Pertamina – Petrochina East Java	23
<b>Tabel 3. 2</b>	Posisi <i>reservoir</i> karbonat pada setiap sumur penelitian .....	31
<b>Tabel 4. 1</b>	Hasil Perhitungan Kompresibilitas Bulk dan Pori.....	68
<b>Tabel 4. 2</b>	Masalah dalam pemboran pada sumur MZ-1 .....	77
<b>Tabel 4. 3</b>	Masalah dalam pemboran pada sumur MZ-2.....	77
<b>Tabel 4. 4</b>	Masalah dalam pemboran pada sumur MZ-3.....	78
<b>Tabel 4. 5</b>	Rekomendasi Berat Jenis Lumpur Pemboran untuk MZ-1 .....	86
<b>Tabel 4. 6</b>	Rekomendasi Berat Jenis Lumpur Pemboran untuk MZ-2 .....	88
<b>Tabel 4. 7</b>	Rekomendasi Berat Jenis Lumpur Pemboran untuk MZ-3 .....	90
<b>Tabel 5. 1</b>	Hasil perhitungan Kompresibilitas Bulk dan Pori .....	91
<b>Tabel 5. 2</b>	Selisih rata-rata antara data RFT dengan nilai tekanan pori .....	91

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

# BAB I PENDAHULUAN

## 1.1 Latar Belakang

Estimasi tekanan pori dengan akurat sangat diperlukan pada seluruh aspek eksplorasi dan pengembangan minyak dan gas bumi (Henning, dkk., 2002; O'Connor, dkk., 2011). Berdasarkan Huffman (2002), prediksi tekanan pori merupakan analisis fundamental yang digunakan untuk berbagai tujuan, seperti : penentuan batuan induk yang telah matang, penentuan migrasi fluida, penentuan struktur dan patahan, hingga evaluasi integrasi batuan tudung suatu cekungan. Selain itu, memprediksi tekanan pori juga sangat berguna pada proses pemboran, yaitu untuk menentukan berat jenis lumpur agar dapat memastikan proses pemboran berjalan dengan aman (Wang, 2015). Tekanan pori berdasarkan nilainya dibagi menjadi 2 jenis, yaitu tekanan normal (hidrostatik) dan tekanan abnormal (*overpressure* dan *under pressure*). Tekanan *overpressure* dapat mengakibatkan berbagai permasalahan yang dapat mengganggu proses pemboran seperti *pipe stuck*, *kick*, hingga *blowout* (Azadpour, dkk., 2015). Oleh karena itu, memprediksi tekanan pori dengan akurat harus dilakukan sebagai tindakan preventif demi kesuksesan dan keselamatan proses eksplorasi dan pemboran minyak dan gas bumi.

Tekanan pori dapat diketahui melalui data *wireline logging* suatu sumur dengan menggunakan beberapa teknik dan metode, seperti : perbedaan antara nilai batuan yang terkompaksi secara normal dengan data *log* sonik hasil pengukuran, hubungan antara nilai kecepatan dengan tekanan efektif, hingga *crossplot* antara kecepatan sonik dengan *log* densitas (Bowers, 2001). Tetapi, teknik dan metode tersebut hanya dapat digunakan untuk litologi batuan *shale* yang memiliki hubungan kuat antara porositas, tekanan pori dan tekanan efektif, sehingga jika digunakan di *reservoir* karbonat dapat menyebabkan kesalahan yang besar (Atashbari dan Tingay, 2012). Hal tersebut dikarenakan heterogenitas dari *reservoir* karbonat yang menyebabkan prediksi tekanan pori di *reservoir* karbonat menjadi salah satu tantangan di industri saat ini. Salah satu metode yang dapat digunakan untuk menyelesaikan permasalahan tersebut adalah dengan menggunakan metode kompresibilitas.

Metode kompresibilitas adalah metode yang mengadopsi dua parameter heterogenitas *reservoir* karbonat, yaitu kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori (Atashbari dan Tingay, 2012). Metode kompresibilitas telah digunakan oleh Atashbari dan Tingay (2012) pada dua *reservoir* karbonat di Iran, lalu Azadpour, dkk. (2015) pada lapangan gas di cekungan Persia, Iran Selatan, serta telah digunakan juga oleh Atashbari (2016) di cekungan Abadan. Ketiga penelitian tersebut menunjukkan bahwa metode kompresibilitas mampu

menunjukkan hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat dengan baik. Tetapi, kedua parameter yang digunakan di metode kompresibilitas yaitu kompresibilitas pori dan kompresibilitas *bulk* umumnya didapatkan dari pengukuran *special core analysis*, sehingga menyebabkan tidak semua sumur memiliki data tersebut. Oleh karena itu, dibutuhkan solusi alternatif agar mendapatkan parameter kompresibilitas *bulk* dan pori melalui data *well log*, sehingga nilai tersebut dapat digunakan untuk menghitung tekanan pori di *reservoir* karbonat.

Penelitian tugas akhir ini tidak hanya bertujuan untuk mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori yang dihitung menggunakan data *well log* melalui proses *fluid replacement modelling*, tetapi juga mengetahui mekanisme yang menyebabkan *overpressure* di wilayah penelitian, lalu memprediksi tekanan pori di *reservoir* karbonat menggunakan metode kompresibilitas. Nilai tekanan pori di *reservoir* karbonat hasil perhitungan akan dibandingkan dengan tekanan lumpur pemboran pada sumur penelitian berdasarkan data aktual *mudweight*, data tekanan langsung (RFT), serta perhitungan *d'exponent*. Selain itu, penelitian juga bertujuan untuk menentukan berat jenis lumpur pemboran yang aman dan efisien pada *reservoir* karbonat di Lapangan MZ JOB Pertamina - Petrochina East Java.

## 1.2 Perumusan Masalah

Rumusan masalah dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Apa mekanisme yang menyebabkan *overpressure* di Lapangan MZ JOB Pertamina – Petrochina East Java ?
2. Berapa nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori di *reservoir* karbonat yang dihitung melalui proses *fluid replacement modelling* ?
3. Bagaimana perbandingan antara nilai hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat dengan tekanan lumpur pemboran, data tekanan langsung (RFT), serta perhitungan *d'exponent* ?
4. Berapa nilai rekomendasi berat jenis lumpur pemboran di *reservoir* karbonat Lapangan MZ JOB Pertamina – Petrochina East Java ?

## 1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Tekanan (*stress*) yang diteliti hanya di akibatkan oleh *stress* pada arah vertikal.



## 1.4 Tujuan

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini yaitu untuk mengetahui mekanisme yang menyebabkan *overpressure* di Lapangan MZ JOB Pertamina-Petrochina East Java, mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori melalui proses *fluid replacement modelling* lalu menggunakan hasil perhitungan tersebut untuk menghitung tekanan pori di *reservoir* karbonat menggunakan metode kompresibilitas. Membandingkan nilai tekanan pori hasil perhitungan dengan tekanan lumpur pemboran, data tekanan langsung (RFT), serta *d'exponent*. Penelitian ini juga bertujuan untuk menentukan rekomendasi berat jenis lumpur pemboran di *reservoir* karbonat Lapangan MZ JOB Pertamina – Petrochina East Java.

## 1.5 Manfaat

Manfaat dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Bagi akademis, dapat menjadi rujukan untuk penelitian lain dengan topik yang sama guna kemajuan riset tekanan pori di *reservoir* karbonat.
2. Bagi industri, dapat menjadi standar operasional atau acuan saat melakukan studi tekanan pori di *reservoir* karbonat serta saat penentuan berat jenis lumpur pemboran.

***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

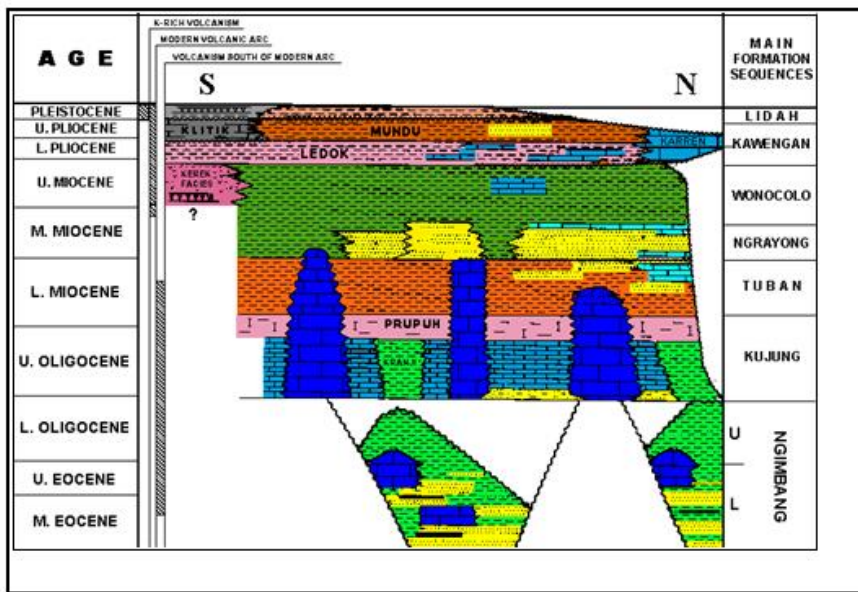
## **BAB II DASAR TEORI**

### **2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Bagian Utara**

Daerah penelitian terletak di cekungan Jawa Timur Bagian Utara. Cekungan Jawa Timur Bagian Utara merupakan salah satu cekungan tersier di Indonesia barat, terletak di bagian utara Jawa Timur, memanjang dari barat ke timur dengan panjang 250 km, meliputi kota Semarang hingga Surabaya dengan lebar 60-70 km. Cekungan ini dibatasi oleh busur Karimunjawa dan paparan Sunda ke arah timur dan barat laut, sedangkan ke arah utara dan barat cekungan dibatasi oleh tinggian Meratus dan tinggian Masalembo yang berada di tenggara Kalimantan. Bagian selatan busur vulkanik atau busur magmatik membatasi cekungan dari bagian timur hingga selatan. Cekungan Jawa Timur Bagian Utara ini terdiri dari sedimen tersier yang berumur eosen hingga resen (saat ini) yang berada pada batuan dasar (*basement*) pra-Tersier. (*Well Report* JOB Pertamina – Petrochina East Java, 2014)

#### **2.1.1 Stratigrafi Regional**

Cekungan Jawa Timur Bagian Utara terbentuk karena proses pengangkatan dan ketidakselarasan serta proses lain, seperti penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Tahap awal pembentukan cekungan tersebut ditandai dengan adanya *half graben* yang dipengaruhi oleh struktur yang terbentuk sebelumnya. Secara regional, perbedaan bentuk struktural sejalan dengan perubahan waktu.



Gambar 2. 1 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Bagian Utara (Sumber : *Well Report JOB Pertamina – Petrochina East Java*, 2014).

Berdasarkan Gambar 2.1, formasi yang terdapat di Cekungan Jawa Timur Bagian Utara adalah sebagai berikut :

a). Formasi Ngimbang

Sedimen yang terjadi di Formasi Ngimbang berupa batulempung, batupasir dan batuan karbonat yang terendapkan di lingkungan darat - *fluvial deltaic* sampai laut dangkal. Formasi ini berumur eosen tengah sampai oligosen tengah. Proses sedimentasi pertama di daerah cekungan terjadi dengan pengendapan Formasi Ngimbang.

b). Formasi Kujung

Formasi Kujung pada bagian tingginya, berkembang sebagai batugamping terumbu, sedangkan di daerah cekungan berkembang sebagai batugamping klastik, batulempung klastik serta batulempung. Proses transgresi terus berlangsung hingga masa oligosen tengah – akhir miosen.

c). Formasi Tuban

Formasi Tuban mengalami proses transgresi dari awal miosen diakhiri dengan proses tektonik utama yang disebabkan oleh *uplift* ke arah barat laut dan

diikuti inisiasi regresif pada pertengahan miosen yang menjadi bagian dari siklus Tuban. Formasi Tuban menunjukkan perubahan yang fundamental dari ekstensif, siklus klastik karbonat hingga klastik yang mendominasi pengendapan yang mengakhiri dominasi pembentukan karbonat. Batas atas yang menandai transisi dari siklus Tuban mulai awal miosen hingga miosen tengah adalah Formasi Ngrayong yang dapat dikenali dengan adanya input klastik kasar, dan pasir kaya kuarsa Formasi Ngrayong dari utara.

d). Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong ditandai dengan adanya lapisan batupasir kuarsa dan batugamping klastik. Ciri litologinya adalah batulempung dan batupasir, dengan sedikit sisipan batugamping. Umur Formasi Ngrayong adalah miosen tengah. Formasi Ngrayong terletak selaras di atas Formasi Tuban dan diendapkan secara selaras di bawah Formasi Wonocolo.

e). Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo terdiri dari batulempung karbonat berwarna kelabu yang halus serta *marl* dengan batugamping yang keras berwarna putih. Ciri pengenal dari formasi ini adalah napal, napal lempungan, napal pasiran, kaya akan foraminifera planktonik dengan sisipan kalkarenit. Umur dari formasi ini adalah miosen akhir bagian bawah - miosen akhir bagian tengah.

f). Formasi Kawengan

Formasi Kawengan dimulai dari awal Pliosen. Formasi Kawengan tersebar luas dan dapat ditemukan di banyak bagian cekungan Jawa Timur, mulai dari Rembang-Bulu di bagian barat, sampai Kangean Timur di bagian timur. Pada daerah Bali Utara, sebagian Formasi Kawengan terdiri dari batugamping terumbu yang dinamakan anggota Paciran. Secara regional, pembentukan Formasi Kawengan ini bersamaan dengan dimulainya fase regresi dengan naiknya muka air laut.

g). Formasi Lidah

Formasi Lidah terdiri dari batulempung dan menjadi formasi yang paling muda, sehingga banyak ditemukan endapan aluvial yang subur. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Kawengan dan diperkirakan formasi ini berumur Pliosen-Pleistosen.

## **2.1.2 Sistem *Petroleum* Cekungan Jawa Timur Bagian Utara**

Berdasarkan struktur dan stratigrafi, Cekungan Jawa Timur Bagian Utara merupakan cekungan *back arc* Indonesia terkompleks yang juga merupakan daerah produktif penghasil minyak dan gas untuk Indonesia. Batuan tertua yang tersingkap di cekungan ini berumur miosen akhir yang merupakan batuan induk

penghasil minyak. Sistem *petroleum* merupakan kajian atau studi yang akan mendeskripsikan hubungan secara genetis antara sebuah batuan induk yang aktif, komponen-komponen geologi, serta proses yang dibutuhkan dari tahap pembentukan hingga terakumulasinya hidrokarbon. Berdasarkan *Well Report JOB Pertamina – Petrochina East Java* (2014), sistem *petroleum* di Cekungan Jawa Timur Bagian Utara adalah sebagai berikut :

a). Batuan induk yang matang, yaitu batuan yang mempunyai harga *Temperature Time Index* (TTI) 15-500. Batuan induk diendapkan pada *fluvio-deltaic* yang terjadi pengendapan dengan cepat sehingga menjadi salah satu cara untuk mencegah rusaknya material. Batuan yang terindikasi sebagai batuan induk pada Cekungan Jawa Timur Bagian Utara berasal dari Formasi Ngimbang.

b). Batuan *reservoir*, yaitu batuan yang mempunyai porositas dan permeabilitas yang baik sehingga memungkinkan untuk menjadi tempat penampung hidrokarbon. *Reservoir* yang baik adalah mempunyai porositas (10-30%) dan permeabilitas (50-500 millidarcy) karena pori-pori yang saling berhubungan akan sangat mempengaruhi besar kecilnya daya tampung dari suatu batuan *reservoir*. Batuan yang bertindak sebagai *reservoir* di Cekungan Jawa Timur Bagian Utara adalah batupasir pada formasi Ngrayong yang berumur miosen tengah.

c). Batuan tudung, yaitu batuan kedap fluida (*impermeable*) dan terletak di atas batuan *reservoir* yang akan berfungsi sebagai penutup untuk menghalangi keluarnya fluida dari batuan *reservoir*. Secara umum, yang berperan sebagai batuan penutup adalah lempung, evaporit (*salt*), dan batuan karbonat (*limestone & dolomite*).

d). Proses migrasi, yaitu proses sebagai jalan bagi hidrokarbon dari batuan induk ke batuan *reservoir*. Secara umum migrasi dibagi menjadi dua, yaitu migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer adalah pergerakan hidrokarbon keluar dari batuan induk menuju batuan *reservoir*, sedangkan migrasi sekunder adalah pergerakan hidrokarbon dari satu *reservoir* ke *reservoir* lainnya melalui patahan. Migrasi primer terjadi pada interval waktu pliosen-recent, karena hidrokarbon yang berasal dari batuan induk yaitu Formasi Ngimbang akan masuk ke struktur perangkap akibat tektonik plio-pleistosen (Ngrayong-Wonocolo-Ledok) melalui media jalur patahan. Migrasi ini berlangsung di perangkap hidrokarbon pada lapangan Gabus, Tungkul, Trembul, Metes, Banyuasin, Semanggi, Ledok, Nglobo, dan Banyuabang. Migrasi sekunder terjadi setelah tektonik plio-pleistosen, yaitu hidrokarbon yang sudah terperangkap pada lapisan *reservoir* karbonat Kujung-Tuban akan mengalami perubahan konfigurasi

kemiringan lapisan batuan karena aktivitas tektonik dan akhirnya bermigrasi lagi masuk ke perangkap batupasir Ngrayong, Wonocolo, Ledok, dan Lidah.

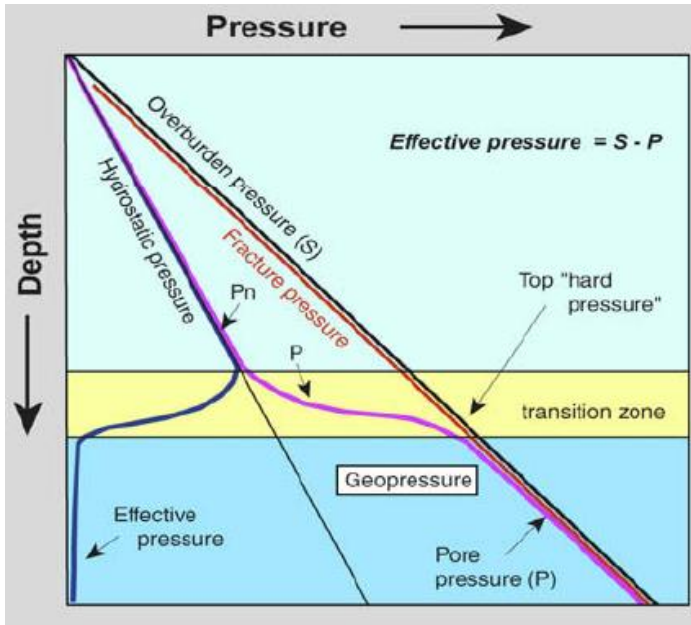
e). Jebakan atau perangkap, yaitu suatu bentuk geometri atau bentuk tinggian dari batuan *reservoir* yang memungkinkan hidrokarbon untuk terakumulasi dan terperangkap di geometri tersebut. Perangkap struktur merupakan target eksplorasi yang paling sering dicari, karena jenis perangkap ini mudah untuk dideteksi. Pada umumnya, perangkap ini merupakan sebuah antiklin yang proses pembentukannya sangat berkaitan erat dengan aktivitas tektonik di daerah tersebut. Sedangkan perangkap stratigrafi adalah jebakan yang terbentuk dan berhubungan dengan perubahan tipe batuan baik secara lateral maupun vertikal dan ketidakselarasan. Sebagian besar jebakan yang berkembang di Cekungan Jawa Timur Bagian Utara adalah perangkap struktur dan stratigrafi yang terbentuk pada umur miosen, yaitu *carbonate build-up* pada masa akhir oligosen hingga awal miosen dan struktur *uplift* yang terjadi pada masa awal miosen hingga akhir miosen.

## 2.2 Konsep Tekanan Bawah Permukaan Bumi

Tekanan yang berada di bawah permukaan bumi terdiri atas beberapa jenis. Tekanan tersebut secara langsung mempengaruhi aktifitas pemboran hingga produksi minyak dan gas bumi. Konsep dasar dari jenis tekanan bawah permukaan bumi dijelaskan oleh Terzaghi (1943) melalui persamaan berikut :

$$P = S - \sigma \quad (2.1)$$

Berdasarkan Persamaan 2.1, diketahui bahwa tekanan pori (P) dapat diketahui dengan mengurangi tekanan *overburden* (S) dengan tekanan efektif ( $\sigma$ ). Lalu, Dutta (2002) membuat profil tekanan bawah permukaan bumi berdasarkan persamaan Terzaghi yaitu sebagai berikut :



Gambar 2. 2 Profil tekanan bawah permukaan pada sedimen (Dutta, 2002)

Gambar 2.2 menunjukkan jenis tekanan bawah permukaan berdasarkan persamaan Terzaghi. Jenis tekanan yang pertama adalah tekanan *overburden* (S) yang ditunjukkan oleh garis berwarna hitam, lalu tekanan rekah (*fracture pressure*) yang ditunjukkan oleh garis berwarna merah. Selain itu, terdapat tekanan hidrostatik yang menjadi faktor penentu dari tekanan pori. Jika tekanan pori melebihi tekanan hidrostatik dan semakin mendekati tekanan rekah dan *overburden* maka tekanan tersebut merupakan tekanan *overpressure* atau *hard pressure* seperti yang ditunjukkan oleh gambar di atas. Sebaliknya, jika tekanan tersebut kurang dari tekanan hidrostatik maka disebut dengan tekanan *underpressure*.

Satuan yang digunakan untuk tekanan dalam sistem SI adalah *Pascal* (Pa), sedangkan dalam sistem Inggris adalah *pounds per square inch* (psi). Korelasi antara kedua satuan ini sebagai berikut :  $\text{Pa} = 1,45 \times 10^{-4} \text{ psi}$  (Mouchet dan Mitchell, 1989). Pada penelitian ini satuan tekanan yang digunakan adalah psi.



### 2.2.1 Tekanan *Overburden*

Tekanan *overburden* adalah tekanan pada kedalaman tertentu yang diakibatkan oleh beban sedimen di atasnya (Mouchet dan Michell, 1989). Menurut Terzaghi (1943), tekanan *overburden* juga merupakan penjumlahan tekanan yang diakibatkan oleh matriks-matriks batuan dan fluida yang ada di dalamnya pada suatu kedalaman tertentu. Dengan kata lain, semakin dalam penimbunan suatu sedimen maka akan semakin besar tekanan *overburden* ataupun sebaliknya. Berdasarkan definisi tersebut, proses perhitungan tekanan *overburden* menggunakan densitas *bulk* yang merupakan fungsi dari densitas matriks, porositas, dan densitas fluida. Densitas *bulk* dari suatu batuan dapat diketahui dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\rho_b = \emptyset \rho_f + (1 - \emptyset)\rho_m \quad (2.2)$$

dengan  $\emptyset$  adalah porositas (dec/frac),  $\rho_f$  adalah densitas fluida (g/cm<sup>3</sup>), dan  $\rho_m$  adalah densitas matriks (g/cm<sup>3</sup>). Sedangkan tekanan *overburden* (S) dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$S = g \int_0^z \rho_b(z) dz \quad (2.3)$$

$\rho_b$  adalah densitas *bulk* batuan (gr/cm<sup>3</sup>) dan g adalah percepatan gravitasi (m/s<sup>2</sup>). Berdasarkan konsep tekanan *overburden*, diketahui bahwa porositas batuan sedimen akan berkurang seiring dengan bertambahnya kompaksi atau dengan peningkatan tekanan *overburden*. Penurunan nilai porositas juga dipengaruhi oleh bertambahnya nilai densitas *bulk* pada batuan.

Pada umumnya, gradien *overburden* adalah 1 psi/ft yang menggunakan nilai densitas *bulk* rata-rata sebesar 2.31 g/cm<sup>3</sup>. Nilai tersebut didapatkan dari hasil penelitian yang dilakukan di salah satu lapangan minyak terbesar Amerika yaitu di Gulf Coast (Fertl, 1976). Tetapi, nilai tersebut akan berbeda pada setiap wilayah penelitian dengan kondisi geologi yang berbeda pula. Pada penelitian ini nilai tekanan *overburden* akan dihitung dengan menggunakan nilai densitas yang didapatkan dari *log* densitas.

### 2.2.2 Tekanan Hidrostatik

Menurut Mouchet dan Mitchell (1989), tekanan hidrostatik merupakan tekanan yang diberikan oleh berat suatu kolom fluida yang statis. Tekanan tersebut bergantung pada densitas fluida, konstanta gravitasi, dan tinggi kolom fluida tanpa memperhatikan geometri kolom, dimensi, dan bentuk. Tekanan hidrostatik dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$P_h = \rho g h \quad (2.4)$$

dimana  $h$  adalah tinggi kolom fluida (m atau *feet*),  $\rho$  adalah densitas fluida ( $\text{gr/cm}^3$ ), dan  $g$  adalah percepatan gravitasi ( $\text{m/s}^2$ ). Ukuran dan bentuk dari kolom fluida tidak memberikan pengaruh terhadap tekanan hidrostatik pada suatu formasi. Densitas fluida hanya dipengaruhi oleh jenis fluida, konsentrasi padatan mineral terlarut (seperti garam dan mineral lainnya), gas dalam kolom fluida serta temperatur formasi.

Water type	Salinity $\text{Cl}^-$ mg/l	Salinity NaCl mg/l	Water density $\text{g.cm}^{-3}$
Fresh water	0 to 1 500	0 to 2 500	1.00
Sea water (example)	18 000	30 000	1.02
Formation water (examples)	10 000	16 500	1.01
	36 000	60 000	1.04
	48 000	80 000	1.05
	60 000	100 000	1.07
Salt water saturated in NaCl	192 667	317 900	1.20

Gambar 2. 3 Densitas air terhadap perubahan salinitas (Mouchet dan Mitchell, 1989)

Gambar 2.3 menunjukkan bahwa nilai densitas air dipengaruhi oleh salinitas dari suatu formasi. Semakin tinggi nilai salinitas maka nilai densitas air atau fluida formasi akan meningkat pula. Oleh karena itu, pada perhitungan tekanan hidrostatik dianjurkan untuk melakukan pengukuran salinitas fluida formasi agar dapat ditentukan nilai densitas fluida formasi yang tepat. Akan tetapi karena keterbatasan data, penelitian ini menggunakan densitas fluida formasi sebesar  $1 \text{ gr/cm}^3$ .

Tekanan hidrostatik akan bertambah dengan bertambahnya kedalaman kolom suatu fluida, namun gradien tekanan hidrostatik tidak akan berubah selama tidak ada perubahan densitas fluida. Oleh karena itu, tekanan hidrostatik hanya dipengaruhi oleh konsentrasi larutan, gas pada kolom fluida, serta gradien temperatur pada wilayah penelitian. Tekanan hidrostatik atau tekanan normal hidrostatik akan menjadi acuan dalam menentukan kondisi suatu tekanan pori, yaitu *overpressure* atau *underpressure*.

Gradien tekanan formasi ditulis dengan menggunakan satuan *pound per inch square per feet* ( $\text{psi/ft}$ ). Dalam sistem Inggris disebut rasio dari tekanan formasi dalam *psi* dengan kedalaman (*feet*). Secara umum, gradien tekanan hidrostatik  $P_h$  ( $\text{psi/ft}$ ) dapat didefinisikan seperti berikut :

$$P_h = 0.433 * \rho \quad (2.5)$$

Dengan catatan, 1 psi/ft. = 0.0225 MPa/m. Gradien tekanan sebesar 0.465 psi/ft (0.0105 Mpa/m) merupakan nilai dari daerah Teluk Meksiko dengan asumsi kadar/konsentrasi garam 80.000 ppm dari NaCl pada 77°F (Mouchet dan Mitchell, 1989).

### 2.2.3 Tekanan Efektif

Tekanan efektif merupakan tekanan yang diakibatkan oleh jarak antar butir suatu batuan (Ramdhan, 2017). Selain itu, menurut Terzaghi (1943) tekanan efektif juga didefinisikan sebagai tekanan *overburden* yang dikurangi dengan tekanan pori batuan. Tekanan efektif ( $\sigma$ ) dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\sigma = S - P \quad (2.6)$$

dimana S adalah tekanan *overburden* (Psi) dan P adalah tekanan pori (Psi). Tekanan efektif merupakan tekanan yang berperan dalam mengontrol proses pemadatan batuan sedimen. Setiap kondisi pada kedalaman yang menyebabkan pengurangan tekanan efektif juga akan mengurangi tingkat pemadatan dan mengakibatkan terjadinya *overpressure* (Mouchet dan Mitchell, 1989).

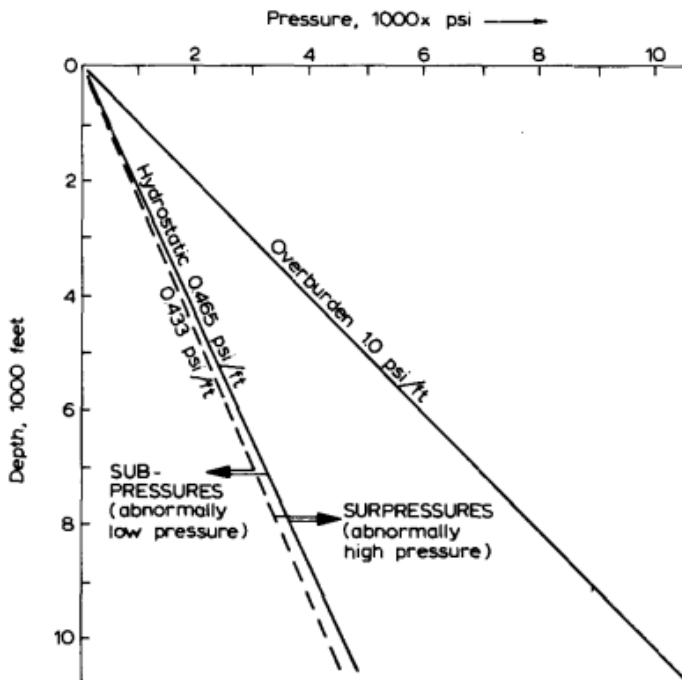
### 2.2.4 Tekanan Rekah

Tekanan rekah atau *fracture pressure* merupakan total dari tekanan yang dapat ditahan oleh formasi sebelum suatu formasi tersebut rusak atau hancur (Ramdhan, 2017). Nilai dari tekanan rekah harus lebih kecil dari tekanan *overburden* dan lebih besar dari tekanan pori. Besarnya gradien tekanan rekah umumnya dipengaruhi oleh : tekanan *overburden*, tekanan formasi dan kondisi kekuatan batuan. Hingga saat ini, ada tiga metode yang dapat digunakan untuk memprediksi tekanan rekah formasi, diantaranya metode Eaton (1969), Hubert dan Willis (1957), Mathews dan Kelly (1967), serta Anderson, dkk. (1973). Selain itu, gradien tekanan rekah juga dapat ditentukan dengan melakukan pengujian *leak off test* (LOT) yang dilakukan di laboratorium. Proses pengujian LOT yaitu dengan memberikan tekanan pada sampel formasi batuan yang dianalisa hingga batuan tersebut akan pecah yang ditunjukkan oleh kenaikan tekanan terus-menerus lalu mengalami penurunan secara drastis. Tetapi, karena keterbatasan data LOT, maka pada penelitian ini gradien tekanan rekah dihitung dengan melalui data *log* menggunakan persamaan Eaton.

Informasi tekanan rekah sangat penting untuk diketahui. Ada tiga aplikasi dari nilai tekanan rekah atau gradien rekah, yang pertama untuk penetapan program pemboran dan kedalaman *casing*, yang kedua untuk menentukan tekanan annular maksimum yang bisa di toleransi pada saat mengontrol *kick*, dan yang ketiga adalah untuk mengestimasi tekanan yang dibutuhkan pada proses *hydraulic fracturing*.

### 2.2.5 Tekanan Pori

Tekanan pori atau disebut juga dengan tekanan formasi, merupakan tekanan yang disebabkan oleh fluida yang berada di dalam pori-pori batuan sedimen atau batuan lainnya (Wang, 2015). Berdasarkan Fertl (1976), ada dua anomali tekanan pori yang terdapat pada bawah permukaan, yaitu :



Gambar 2. 4 Jenis anomali tekanan pori (Fertl, 1976)

Gambar 2.4 menunjukkan terdapat dua jenis anomali yang terdapat pada tekanan pori. Anomali tersebut dipengaruhi oleh tekanan hidrostatik, jika tekanan pori bernilai lebih besar daripada tekanan hidrostatik maka tekanan

tersebut merupakan tekanan tinggi abnormal (*overpressure*), sedangkan tekanan pori yang bernilai kurang dari tekanan hidrostatik disebut dengan tekanan rendah abnormal (*underpressure*).

#### **2.2.5.1 Tekanan Pori Underpressure**

Tekanan pori *underpressure* adalah tekanan pori yang berada di bawah gradien tekanan hidrostatik (misalnya, di bawah gradien tekanan 0.433 psi/ft). Tekanan *underpressure* umumnya terjadi karena formasi yang telah di produksi atau sering disebut sebagai *depleted zone*. Pada beberapa kemungkinan, tekanan pori *underpressure* juga terjadi karena penyebab-penyebab alami yang berhubungan dengan sejarah stratigrafi, tektonik, dan geokimia dari suatu area. Akan tetapi, penyebab utama dari tekanan pori *underpressure* adalah aktifitas produksi (Yassir dan Addis, 2002).

#### **2.2.5.2 Tekanan Pori Overpressure**

Tekanan pori *overpressure* adalah tekanan formasi yang berada di atas gradien tekanan hidrostatik normal (di atas gradien tekanan 0.433 psi/ft). Tekanan ini terjadi pada hampir seluruh formasi di dunia, mulai dari umur senozoik hingga paleozoik. Tekanan yang *overpressure* sulit untuk terdistribusi secara cepat dan kembali ke tekanan yang normal jika tidak mengalami keadaan tertentu. Tekanan abnormal juga berkaitan dengan sekat (*seal*) dan terbentuk pada suatu periode sedimentasi, kompaksi atau tersekat fluida dalam suatu lapisan yang dibatasi oleh lapisan yang impermeabel (Mouchet dan Mitchell, 1989).

Pada umumnya tekanan yang *overpressure* disebabkan oleh sedimen yang gagal terkompaksi secara normal. Batuan yang gagal untuk terkompaksi adalah batuan yang gagal untuk mengeluarkan fluida dari sistem. Tekanan *overpressure* harus diestimasi secara tepat agar tidak mengakibatkan kejadian yang merugikan aktifitas pemboran hingga produksi minyak dan gas bumi, seperti *kick*, *mud loss*, hingga *blowout* (Ramdhan, 2010).

### **2.3 Mekanisme Terjadinya Overpressure**

Tekanan *overpressure* dengan magnitudo yang besar diakibatkan oleh 2 mekanisme, yaitu akibat pembebanan (*loading*) dan non-pembebanan (*unloading*) (Ramdhan, 2017). Selain itu, juga terdapat fenomena perpindahan tekanan pori *overpressure* yang juga dapat menyebabkan terjadinya tekanan *overpressure* dalam magnitudo yang kecil.

### 2.3.1 Pembebanan

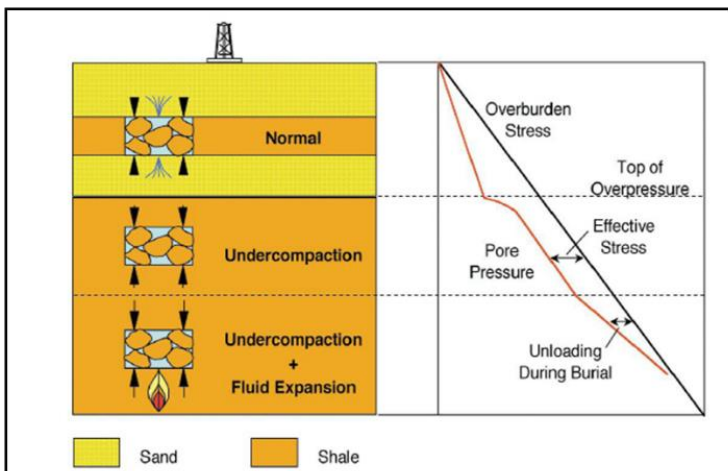
*Overpressure* yang disebabkan oleh proses pembebanan terjadi akibat peningkatan tekanan terhadap batuan sedimen.

#### 2.3.1.1 Tectonic Loading

Pembebanan tektonik adalah suatu proses peningkatan tekanan secara lateral akibat kompresi tektonik yang meningkatkan *overpressure*. Batuan sedimen bisa terkompaksi secara horizontal maupun vertikal. Akan tetapi, jika fluida pori tidak bisa keluar dari sistem, maka tekanan pori akan meningkat dan proses kompaksi dari sedimen akan berkurang (Ramdhan, 2017).

#### 2.3.1.2 Disequilibrium Compaction

Proses pengendapan sedimen akan meningkatkan tekanan vertikal atau pembebanan sedimen secara gravitasi. Proses tersebut berpotensi menyebabkan tekanan *overpressure* akibat ketidakseimbangan kompaksi atau *disequilibrium compaction*. Pada proses *disequilibrium compaction*, tekanan *overpressure* disebabkan oleh kompetisi yang terjadi antara kecepatan fluida untuk keluar dari sistem dan kecepatan kompaksi secara vertikal akibat peningkatan pembebanan gravitasi dari proses sedimentasi. Proses *disequilibrium compaction* umumnya terjadi pada zona transisi dari lingkungan yang dominan batupasir ke lingkungan dominan *shale*, seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 2.5 :

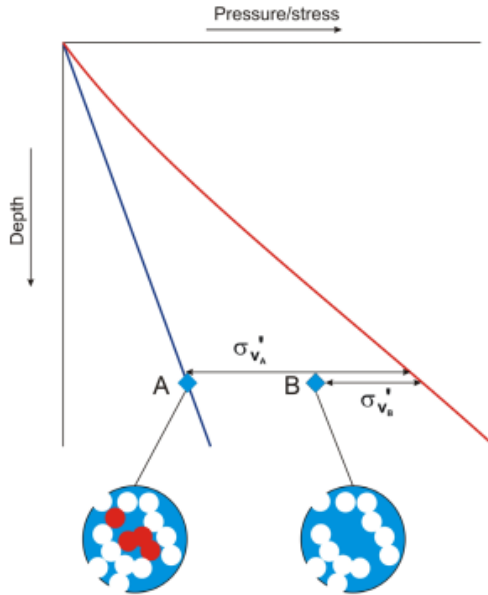


Gambar 2. 5 Respon tekanan efektif terhadap beberapa mekanisme pembentuk *overpressure* (Bowers, 2002)

Gambar 2.5 menunjukkan karakteristik nilai tekanan pori dan tekanan efektif terhadap mekanisme yang menyebabkan *overpressure*. Mekanisme *undercompaction* atau *disequilibrium compaction* menyebabkan nilai tekanan efektif akan sejajar dengan tekanan *overburden*. Tetapi, mekanisme *unloading* menyebabkan nilai tekanan pori akan mendekati tekanan *overburden*. Hal tersebut disebabkan oleh mekanisme *unloading* yang dapat menghasilkan magnitudo tekanan pori dalam skala besar.

### 2.3.2 Non-pembebanan (*Unloading*)

Mekanisme *unloading* dapat menyebabkan tekanan *overpressure* yang tinggi melalui proses yang memindahkan kontak antar butir ke fluida pori. Proses konversi dari material matriks padat menjadi fluida akan secara otomatis meningkatkan tekanan pori, jika fluida pori tidak bisa keluar dari sistem. Jika beban butir batuan tertransformasi menjadi fluida, maka beberapa tekanan yang sebelumnya dihasilkan dari kontak antar butir akan di transfer menjadi fluida, lalu menghasilkan peningkatan tekanan pori (Gambar 2.6). Kedua mekanisme akan menyebabkan penurunan nilai tekanan efektif. Hal tersebut menunjukkan perbedaan yang kontras antara mekanisme *loading* dan *unloading*, dimana mekanisme *loading* tidak menyebabkan penurunan tekanan efektif, tetapi mencegah sedimen untuk terkompaksi. Terdapat beberapa kondisi geologi yang menyebabkan mekanisme *unloading*, seperti proses transformasi smektit – illit pada pembentukan mineral *clay*, pembentukan hidrokarbon, dan perpindahan secara lateral maupun vertikal (Ramdhan, 2017).



Gambar 2. 6 Pembentukan tekanan *overpressure* akibat mekanisme *unloading* (Ramdhan, 2010)

Gambar 2.6 menunjukkan skematis pembentukan *overpressure* akibat ekspansi fluida, yaitu proses transformasi smektit menjadi ilit. Pada proses tersebut terjadi peningkatan tekanan fluida dalam magnitudo yang besar akibat pelepasan *clay bound water* pada proses pembentukan mineral lempung. Akibat proses tersebut, nilai tekanan pori akan mendekati tekanan *overburden* seiring bertambahnya kedalaman dan nilai tekanan efektif akan semakin berkurang seperti yang ditunjukkan oleh gambar 2.6

### 2.3.3 Perpindahan Tekanan *Overpressure*

Tekanan *overpressure* merupakan suatu sistem hidrodinamik yang aktif yang memiliki sifat tidak stabil. Oleh karena itu, tekanan *overpressure* dapat berpindah secara lateral maupun vertikal. Perpindahan tekanan *overpressure* secara lateral terjadi pada batuan berpori yang bersifat interkoneksi pada keadaan akuifer yang terisolasi dan memiliki batuan *seal* serta permeabilitas yang tinggi. Proses tersebut akan mengakibatkan peningkatan tekanan pori pada puncak dari suatu struktur (Yardley dan Swarbrick, 2002).



Selain berpindah secara lateral, tekanan *overpressure* juga bisa berpindah secara vertikal. Hal tersebut terjadi di antara tekanan *overpressure* yang terhubung secara kompartemen dengan tekanan normal atau tekanan *overpressure* yang tidak terkompartemen sepenuhnya. Tipe aliran fluida ini disebut dengan inflasionari, yang akan berlanjut hingga dicapai kesetimbangan. Magnitudo perpindahan tekanan bergantung pada permeabilitas sebagai jalur penghubung perpindahan tekanan tersebut, seperti patahan, rekahan, serta waktu yang tepat (Tingay, 2003).

## **2.4 Metode Prediksi Tekanan Pori**

Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan untuk menghitung nilai tekanan pori secara kuantitatif. Metode tersebut disesuaikan dengan dua kondisi, yaitu ketika proses pemboran dan setelah proses pemboran. Metode yang digunakan ketika proses pemboran adalah pengukuran tekanan langsung, dan *d'exponent*. Sedangkan metode yang digunakan untuk menghitung tekanan pori setelah proses pemboran di karbonat adalah metode kompresibilitas.

### **2.4.1 Pengukuran Tekanan Langsung**

Proses pengujian formasi dapat digunakan untuk mengukur tekanan formasi yang abnormal serta mengatur berat jenis lumpur pemboran. Selain itu, proses tersebut juga menyediakan teknik untuk mengetahui nilai koreksi faktor terhadap evaluasi kuantitatif yang tidak langsung. Pengukuran tekanan secara langsung dapat digunakan untuk mendeteksi tekanan abnormal ketika hal tersebut tidak dapat dideteksi oleh metode konvensional. Nilai tekanan formasi dapat diketahui dari dua jenis pengujian formasi berikut, yaitu pengujian produksi formasi (DST) dan pengujian formasi *wireline* (RFT dan SFT) (Mouchet dan Mitchell, 1989).

Nilai tekanan formasi yang didapatkan dari pengujian DST memiliki sifat terisolasi dan jarang untuk diketahui. Hal tersebut disebabkan jenis pengujian produksi tidak difokuskan hanya untuk pengujian tekanan formasi. Faktanya, pengujian produksi formasi juga jarang digunakan pada tekanan yang abnormal. Informasi tekanan yang biasanya diketahui melalui pengujian DST yaitu bersifat umum dan digunakan untuk membuat peta hidrodinamika. Informasi tersebut berguna untuk mengetahui penyebaran tekanan dan perencanaan pemboran (Mouchet dan Mitchell, 1989).

Berbeda dengan pengujian DST, pengujian formasi *wireline* memiliki kemampuan untuk melakukan berbagai jenis pengukuran tekanan pada pelaksanaan tunggal sehingga menjadi pengujian yang ideal untuk mengetahui

perubahan tekanan pada formasi. Metode ini dapat menjadi solusi terhadap zona yang menimbulkan keraguan dari pengukuran sebelumnya. Pengukuran tekanan langsung seperti RFT atau SFT membutuhkan informasi mengenai zona *permeable* yang dapat diketahui melalui kombinasi data laju pemboran, deskripsi litologi, dan *wireline logs*. Teknik ini merupakan teknik yang akurat untuk mengetahui tekanan formasi secara langsung (Mouchet dan Mitchell, 1989).

Penelitian ini menggunakan data RFT sebagai data tekanan langsung untuk mengkalibrasi hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat.

#### 2.4.2 *D'exponent*

Tekanan pori dapat diketahui saat proses pemboran dengan menggunakan metode *d'exponent*. Metode *d'exponent* merupakan metode yang digunakan untuk mengeliminasi efek dari variasi parameter pemboran. Metode ini menggunakan data parameter pemboran yang bertujuan untuk mendapatkan nilai laju pemboran yang hanya dipengaruhi oleh perbedaan litologi dan tekanan. Ketika kondisi litologi konstan, nilai *d'exponent* akan menunjukkan perbedaan kompaksi dan tekanan dengan baik. Pada keadaan normal, semakin bertambahnya kedalaman nilai *d'exponent* akan semakin bertambah, sehingga jika terdapat zona yang *undercompacted* atau zona *overpressure* maka kurva *d'exponent* akan bergeser ke kiri atau semakin berkurang. *D'exponent* dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$d'Exponent = \frac{\log \frac{R}{10_{60} \frac{N}{12 W}}}{\log \frac{1}{10_{10^6} D}} \times \frac{\rho_{normal}}{\rho_{lumpur}} \quad (2.9)$$

dimana R merupakan kecepatan pemboran (*feet/hour*), N adalah rotasi per menit, W adalah berat jenis lumpur pemboran yang digunakan dalam *pounds*, D adalah ukuran *drill bit* yang digunakan dalam *inch*,  $\rho_{normal}$  adalah densitas normal hidrostatik (ppg), dan  $\rho_{lumpur}$  adalah densitas lumpur pemboran yang digunakan (ppg) (Mouchet dan Mitchell, 1989).

#### 2.4.3 Metode Kompresibilitas

Beberapa metode konvensional untuk perhitungan tekanan pori, seperti metode Eaton dan Bowers hanya berlaku untuk *shale*, dan akan menimbulkan kesalahan yang besar jika digunakan untuk lingkungan karbonat (O'Connor, 2011 ; Huffman, dkk., 2011 ; Atashbari, 2016). Hal tersebut disebabkan oleh heterogenitas dari karbonat (Chopra, dkk., 2005). Menurut Wang (2015) dan Green, dkk. (2016), solusi yang dapat dilakukan untuk menghitung tekanan pori

di karbonat yaitu dengan memanfaatkan properti elastik dari batuan karbonat. Hingga saat ini, metode yang menggunakan properti elastik untuk menghitung tekanan pori di karbonat yaitu metode kompresibilitas. Metode tersebut juga telah digunakan oleh beberapa penelitian sebelumnya dan menunjukkan hasil yang sangat baik .

Metode kompresibilitas yaitu metode yang menggunakan properti reservoir yaitu kompresibilitas batuan untuk menghitung tekanan pori. Metode ini didasari pada perbedaan karakteristik dari batuan *shale* dan batuan karbonat, sehingga metode yang sebelumnya telah ada hanya valid digunakan untuk litologi *shale*. Metode ini dikembangkan oleh Atashbari dan Tingay (2012) yang menganalisis bahwa tekanan pori bergantung pada perubahan volume pori, sehingga jika terdapat perubahan jarak pori merupakan fungsi dari batuan dan kompresibilitas fluida. Secara umum, ketika formasi berada pada tekanan, jarak pori akan berkurang dan menyebabkan terjadinya *overpressure* pada tekanan fluida. Metode kompresibilitas telah digunakan di beberapa formasi karbonat, seperti yang telah dilakukan oleh Atashbari dan Tingay (2012), Azadpour,dkk. (2015) dan Azadpour (2016). Oleh karena itu, metode kompresibilitas dapat digunakan untuk menghitung tekanan pori di *reservoir* karbonat.

Persamaan dari Atashbari dan Tingay (2012) berawal dari definisi kompresibilitas yang dikemukakan oleh Zimmerman (1991), dan Van Golf-Racht (1982), lalu membuat persamaan kompresibilitas untuk menghitung tekanan pori. Metode ini telah digunakan untuk menghitung tekanan pori pada formasi karbonat di Iran dan menunjukkan hasil perhitungan yang baik. Persamaan metode kompresibilitas yaitu sebagai berikut :

$$P_p = \left( \frac{(1-\emptyset)C_b \sigma_{eff}}{(1-\emptyset)C_b - \emptyset C_p} \right)^\gamma \quad (2.12)$$

dengan  $P_p$  adalah tekanan pori (psi),  $C_p$  adalah kompresibilitas pori (1/psi),  $\emptyset$  adalah porositas (frac),  $C_b$  adalah kompresibilitas *bulk* (1/psi),  $\sigma_{eff}$  adalah tekanan efektif vertikal (psi), dan  $\gamma$  adalah konstanta empiris.

Terdapat dua parameter kompresibilitas yang digunakan pada metode ini, yaitu kompresibilitas pori dan kompresibilitas *bulk*. Kompresibilitas pori adalah perubahan volume pori batuan per satuan tekanan pada kondisi temperatur yang konstan, sedangkan kompresibilitas *bulk* adalah perubahan volume batuan secara keseluruhan per satuan tekanan pada kondisi temperatur yang konstan. Pada umumnya nilai kompresibilitas pori dan kompresibilitas *bulk* didapatkan dari pengukuran sampel di laboratorium atau *special core analysis*, sehingga tidak semua sumur memiliki data laboratorium tersebut. Oleh karena itu, pada

penelitian ini nilai kompresibilitas *bulk* dan pori didapatkan dari proses *fluid replacement modelling* dengan menggunakan persamaan Gassman.

Proses *fluid replacement modelling* merupakan pendekatan yang dilakukan untuk mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori yang mendekati proses pengukuran di laboratorium. Nilai kompresibilitas *bulk* didapatkan dari perhitungan *bulk modulus* yang tersaturasi reservoir dengan menggunakan persamaan berikut :

$$K_{sat} = V_p^2 \rho - \frac{4}{3} V_s^2 \rho \quad (2.13)$$

dimana  $V_p$  adalah kecepatan gelombang p (ft/us),  $V_s$  adalah kecepatan gelombang *shear* (ft/us) dan  $\rho$  adalah densitas (gr/cc). Lalu untuk mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk*, maka digunakan persamaan berikut :

$$C_b = \frac{1}{K_{sat}} \quad (2.14)$$

dimana  $C_b$  adalah kompresibilitas *bulk*. Sedangkan untuk menghitung nilai kompresibilitas pori, terlebih dahulu dilakukan perhitungan *bulk modulus* yang tersaturasi 100% gas yaitu sebagai berikut :

$$K_{sat}(gas) = K^* + \frac{(1 - \frac{K^*}{K_m})^2}{\frac{\emptyset}{K_{fl}} + \frac{(1 - \emptyset)}{K_m} \frac{K^*}{K_m^2}} \quad (2.15)$$

dimana  $K^*$  adalah *bulk modulus frame*,  $K_m$  adalah *bulk modulus matriks*,  $\emptyset$  adalah porositas, dan  $K_{fl}$  *bulk modulus fluida*. Hal ini dilakukan sebagai pendekatan terhadap proses pengujian sampel di laboratorium yang mengandung fluida gas pada sampel batuan. Setelah itu, dilakukan proses perhitungan kompresibilitas pori dengan menggunakan persamaan berikut :

$$C_p = \frac{K_m - K_{sat}(gas)}{\emptyset K_{sat}(gas) K_m} \quad (2.16)$$

## BAB III METODOLOGI

### 3.1 Data

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data sumur yang terdiri dari : *wireline logging*, data pengukuran tekanan langsung (RFT), dan data parameter pemboran. Penelitian dilakukan di 3 sumur penelitian yang terletak pada Lapangan MZ JOB Pertamina-Petrochina East Java dengan ketersediaan data sebagai berikut :

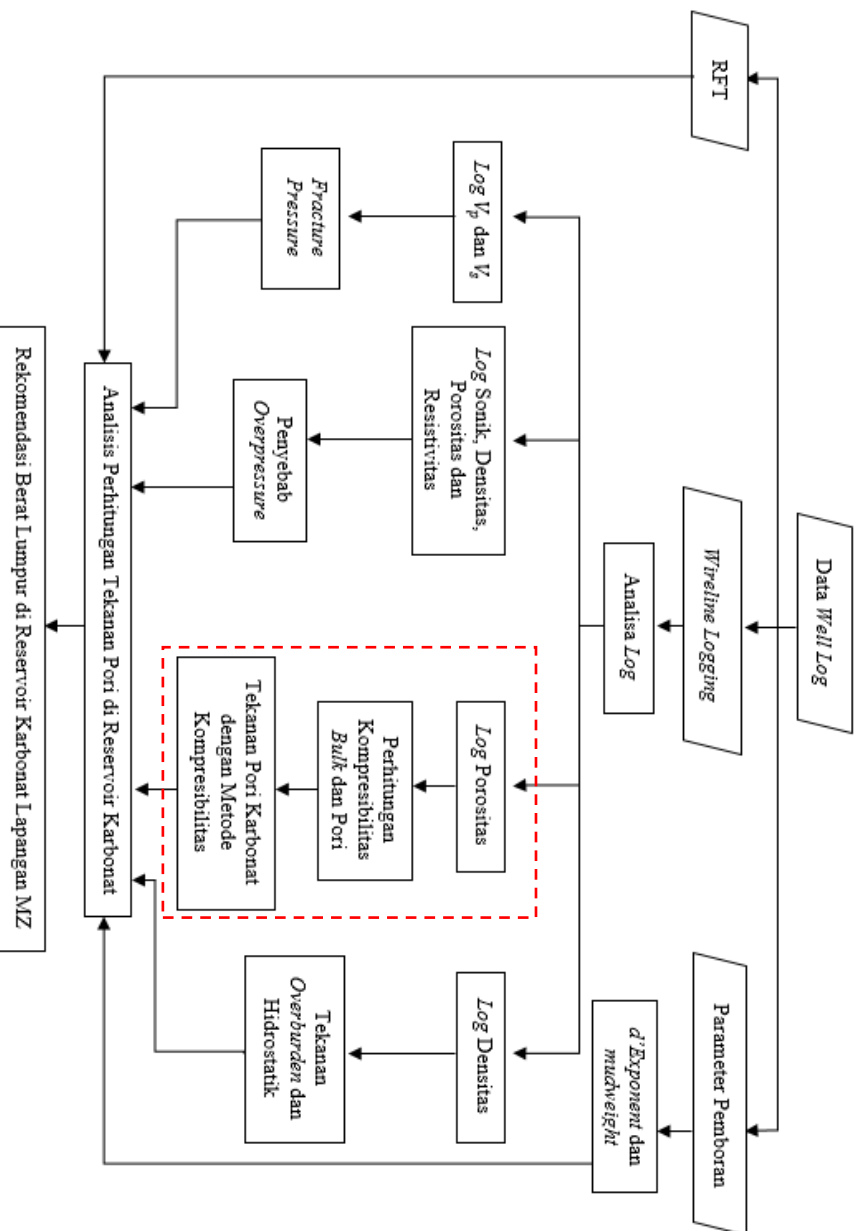
**Tabel 3. 1** Data Sumur Lapangan MZ JOB Pertamina – Petrochina East Java

Sumur	GR	DT	Resis	RHOB	Phi	RFT	$V_s$	Parameter Pemboran
MZ – 1	√	√	√	√	√	√	√	√
MZ – 2	√	√	√	√	√	√	√	√
MZ – 3	√	√	√	√	√	√	√	√

Data parameter pemboran terdiri dari beberapa jenis, yaitu : kecepatan pemboran, *weight on bit* (WOB), *torque*, ukuran mata bor, *rotating speed* (RPM), dan berat jenis lumpur pemboran. Selain itu, masing-masing sumur penelitian juga dilengkapi

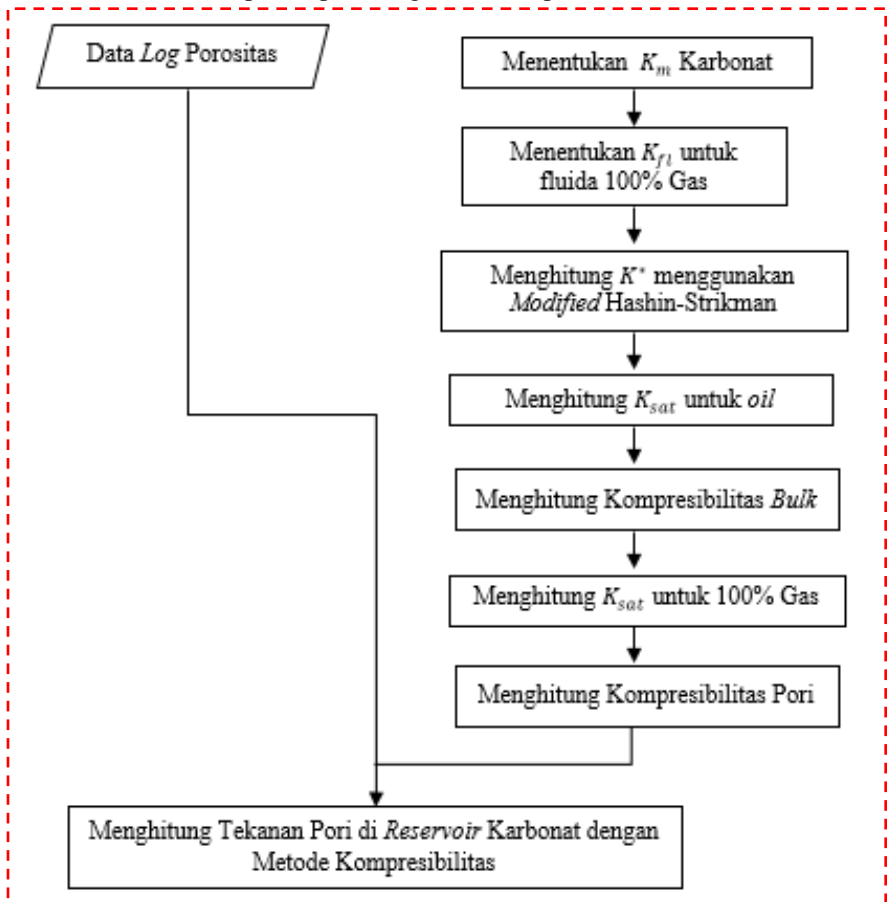
### 3.2 Diagram Alur Penelitian

Berikut adalah diagram alur penelitian :



Gambar 3. 1 Diagram alur penelitian

Berikut adalah proses perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat :



Gambar 3. 2 Proses perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat

### 3.3 Tahapan Pengolahan Data

Berikut adalah tahapan pengolahan data yang mengikuti diagram alur pada gambar 3.1, dan gambar 3.2 :

### 3.3.1 Analisa Log

Sumur penelitian yang terletak di Lapangan MZ JOB Pertamina Petrochina East Java merupakan bagian dari formasi Tuban dan Ngrayong yang berada di cekungan Jawa Timur Bagian Utara. Terdapat dua litologi dominan pada masing-masing sumur penelitian, yaitu *shale* dan karbonat. Untuk mengetahui letak kedua litologi tersebut dilakukan analisa *log*. Di samping itu, analisa *log* juga bertujuan untuk mengetahui posisi batas atas dan batas bawah dari *reservoir* karbonat yang menjadi target dari perhitungan tekanan pori.

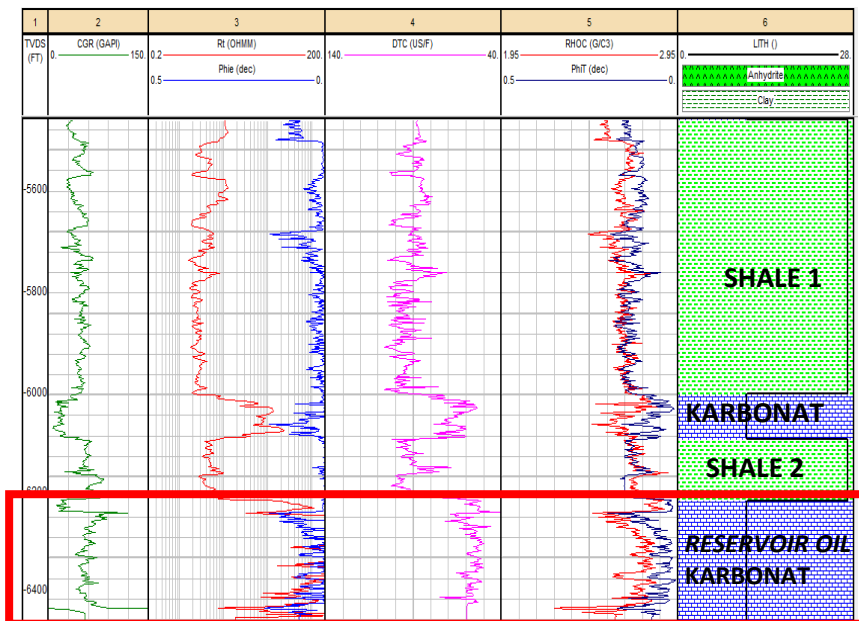
Analisa *log* yang dilakukan merupakan analisa kualitatif dengan menggunakan tiga metode, yaitu menganalisis karakteristik dari respon masing-masing *log*, menggunakan *crossplot*, dan analisa data *mudlog*. Untuk metode pertama, setiap data *log* di plot pada *track* masing-masing, kecuali *log* densitas dan *neutron* yang di plot dalam satu *track* yang sama.

Berdasarkan Triyanto (2016), terdapat beberapa ciri-ciri dari data *log* yang menunjukkan perbedaan antara litologi karbonat dengan litologi lain, dan hal tersebut menjadi acuan dalam menginterpretasi litologi, yaitu sebagai berikut:

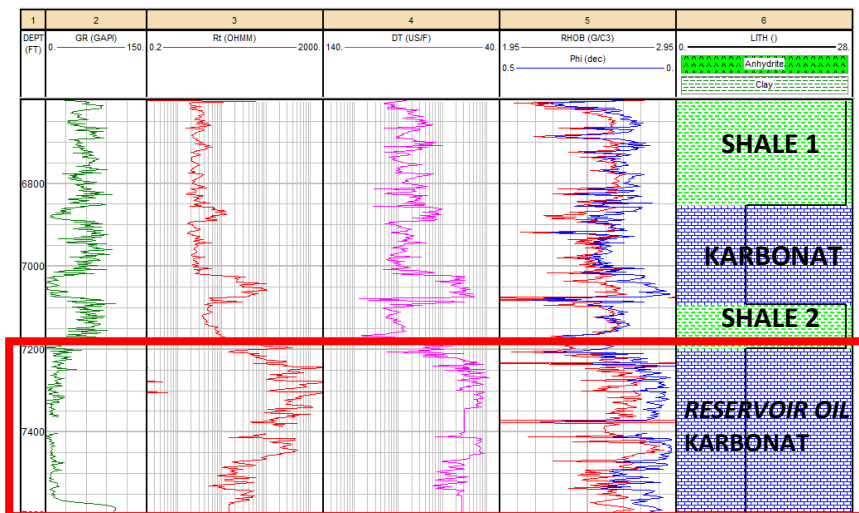
- a). Gamma ray (GR) mengukur radioaktif alam dari suatu formasi. *Log* GR dapat membantu dalam menentukan batuan *reservoir* (batu pasir atau karbonat) dengan batuan *non reservoir* (*shale* dan lempung). Batuan *reservoir* karbonat dapat ditandai dari *log* GR dengan nilai GR yang rendah, sedangkan batuan *non reservoir* memiliki nilai GR yang tinggi karena kandungan radioaktif dari batuan tersebut.
- b). Nilai porositas dapat diketahui dari pengukuran *log neutron* dan densitas yang ditempatkan pada *track* yang sama. Zona *reservoir* karbonat yang mengandung hidrokarbon dapat diketahui dari adanya *crossover* antara *log neutron* dan densitas.
- c). *Log* sonik mengukur waktu tempuh gelombang akustik yang diberikan oleh sumber terhadap formasi batuan. Karbonat memiliki rentang nilai *log* sonik mulai dari 43.8 us/ft hingga 48 us/ft.
- d). Batuan karbonat yang *porous* akan ditunjukkan oleh nilai *log* resistivitas yang tinggi.

Berdasarkan karakteristik di atas, berikut adalah hasil dari analisa *log* yang dilakukan :

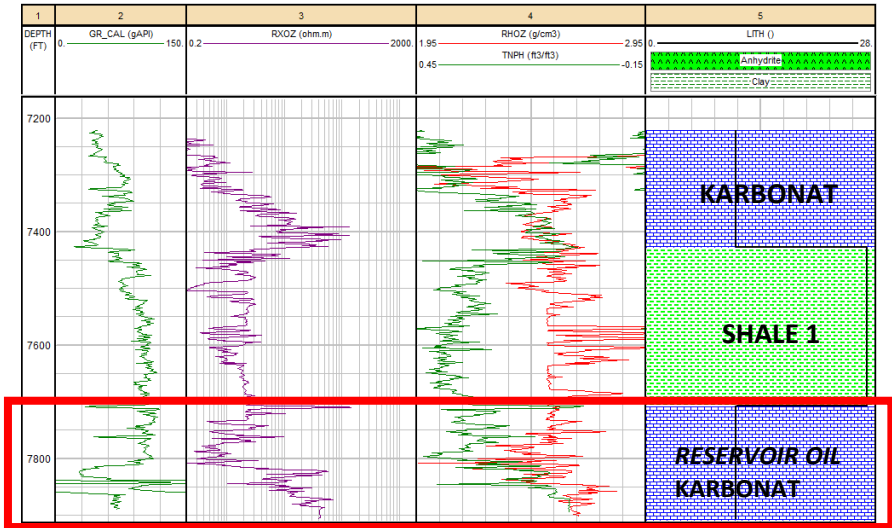




Gambar 3. 3 Analisa log di MZ-1



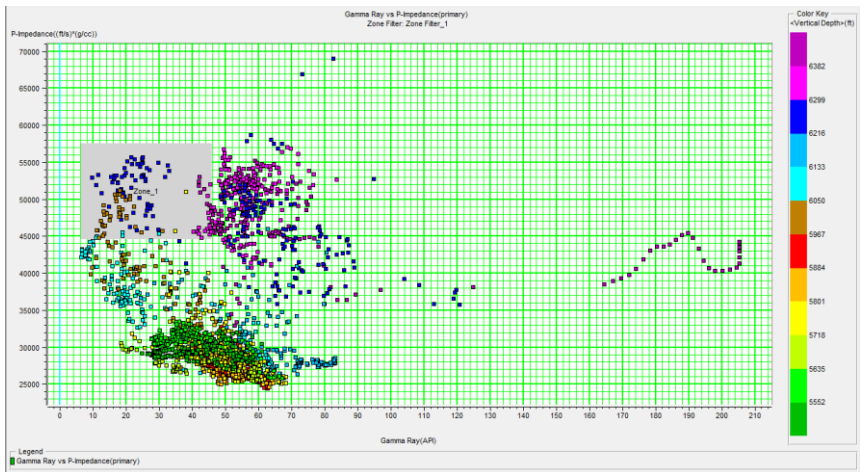
Gambar 3. 4 Analisa *log* MZ-2



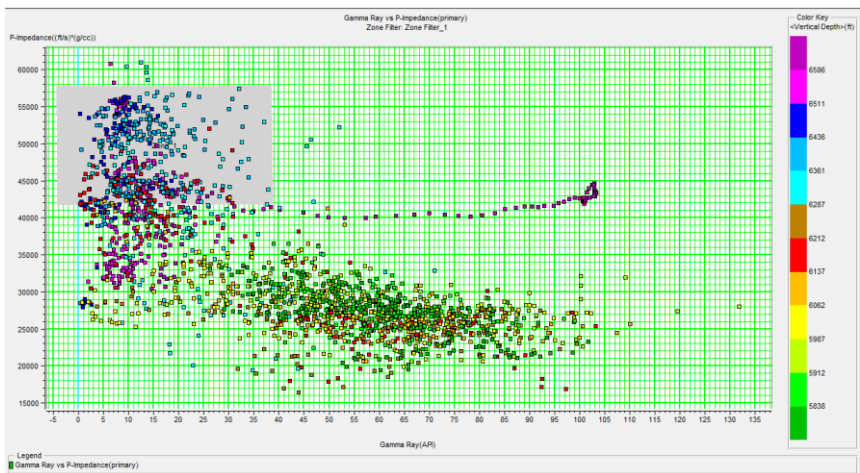
Gambar 3. 5 Analisa *log* MZ-3

Gambar 3.3, 3.4, dan 3.5 menunjukkan hasil interpretasi litologi dengan memanfaatkan karakteristik dan respon dari masing-masing data *log*. *Reservoir* karbonat yang menjadi target ditandai oleh garis berwarna merah pada setiap sumur penelitian. Berdasarkan ketiga gambar tersebut, terdapat dua litologi pada setiap sumur penelitian, yaitu *shale* dan karbonat. Setelah dilakukan analisa terhadap masing-masing sumur, posisi *reservoir* karbonat berada lebih dari 6000 ft dengan jenis *oil reservoir*.

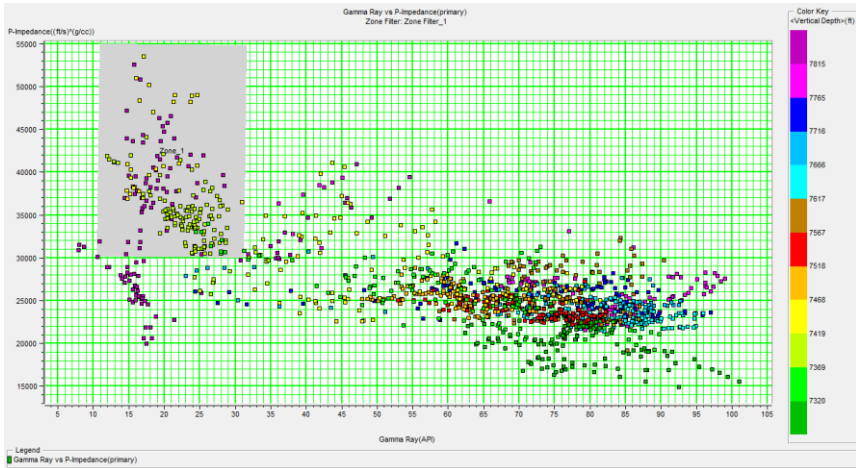
Metode kedua yang digunakan untuk menentukan posisi batas atas dan batas bawah dari *reservoir* karbonat yaitu menggunakan *crossplot* data *log*. *Crossplot* yang digunakan yaitu antara *log* gamma ray dengan *log p-impedance*. Hasil dari *crossplot* tersebut yaitu :



Gambar 3. 6 Hasil *crossplot* gamma ray dengan *p-impedance* di sumur MZ-1



Gambar 3. 7 Hasil *crossplot* gamma ray dengan *p-impedance* di sumur MZ-2



Gambar 3. 8 Hasil *crossplot* gamma ray dengan *p-impedance* di sumur MZ-3

Menurut Alamsyah, dkk. (2016), *crossplot* antara gamma ray dengan *p-impedance* dapat menunjukkan sensitivitas yang baik antara *reservoir* karbonat dengan *shale*. Melalui *crossplot* tersebut, *reservoir* karbonat ditunjukkan oleh nilai gamma ray yang rendah dan nilai impedansi yang tinggi.

Gambar 3.6, 3.7, dan 3.8 menunjukkan hasil *crossplot* antara gamma ray dengan *p-impedance* pada setiap sumur penelitian. Dari pengamatan *crossplot* tersebut, *reservoir* karbonat yang ditandai dengan kotak berwarna abu-abu memiliki nilai impedansi yang tinggi yaitu berkisar antara 4000 ((ft/s)\*(g/cc)) hingga 5500 ((ft/s)\*(g/cc)), dan memiliki nilai gamma ray yang cukup rendah, yaitu kurang dari 40 API.

Selain menganalisis karakteristik dari data *log* dan *crossplot* antara gamma ray dengan *p-impedance*, juga dilakukan analisa terhadap data *mud log*. Data *mudlog* menunjukkan litologi, mineral, *drilling event*, serta keadaan *reservoir*. Berdasarkan analisa dari ketiga metode tersebut, dapat diketahui bahwa *reservoir* karbonat pada penelitian merupakan *oil reservoir* yang terletak di formasi Tuban dan Formasi Ngarayong dengan jenis batu gamping. Batas atas dan batas bawah dari *reservoir* tersebut pada masing-masing sumur yaitu sebagai berikut :

**Tabel 3. 2** Posisi *reservoir* karbonat pada setiap sumur penelitian

Sumur	Batas Atas (ft)	Batas Bawah (ft)
MZ-1	6221.76	6468.28
MZ-2	6285.36	6422.102
MZ-3	7707	7864.5

### 3.3.2 Perhitungan *d'Exponent*

Metode *d'Exponent* telah digunakan sejak tahun 1966 untuk menganalisa tekanan pori formasi dan ditemukan pertama kali oleh Jorden dan Shirley (Stunes, 2012). Metode *d'Exponent* bertujuan untuk menghilangkan efek variasi parameter pemboran agar mendapatkan nilai yang hanya dipengaruhi oleh litologi dan tekanan. Terdapat beberapa parameter pemboran yang digunakan untuk melakukan perhitungan *d'Exponent* seperti : kecepatan pemboran, *rotation speed*, ukuran mata bor, hingga berat jenis lumpur yang digunakan. Berikut adalah langkah-langkah yang dilakukan untuk menghitung *d'exponent* :

a). Penyetaraan satuan. Untuk memudahkan perhitungan dan mengikuti ketersediaan data, penelitian ini menggunakan satuan *imperial*. Jika terdapat parameter yang menggunakan satuan yang berbeda, maka terlebih dahulu dilakukan konversi satuan. Misalnya, satuan densitas lumpur berdasarkan data parameter pemboran yaitu menggunakan satuan ppg. Agar sama dengan gradien tekanan lain, maka satuan densitas lumpur diubah menjadi psi/ft melalui hubungan antara psi/ft dengan ppg yaitu :

$$1 \text{ psi/ft} \approx 19.2 \text{ ppg} \quad (3.1)$$

b). Menghitung *d'exponent*. Persamaan yang digunakan untuk menghitung *d'exponent* untuk setiap sumur penelitian yaitu :

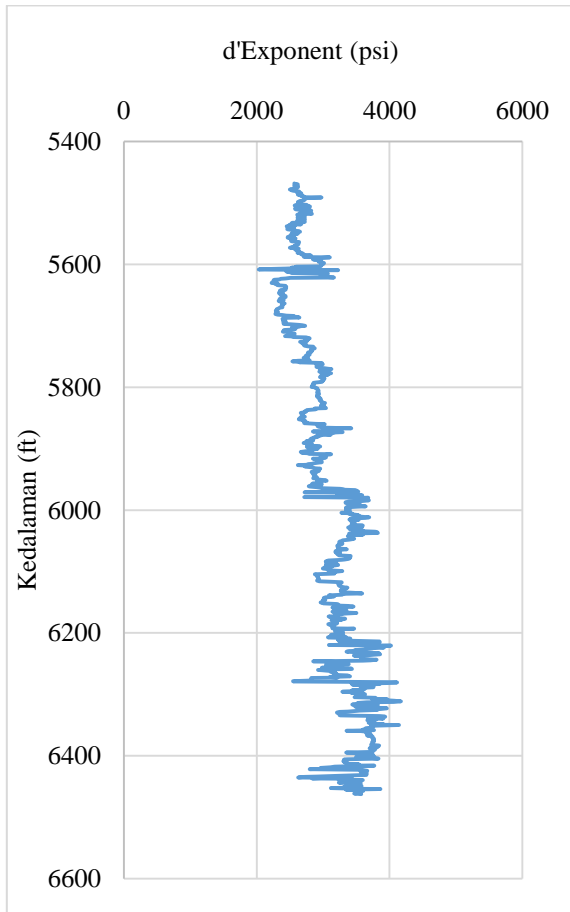
$$d = \frac{\log_{10} \frac{R}{60 N}}{\log_{10} \frac{12 W}{10^6 D}} \times \frac{\rho_{normal}}{\rho_{lumpur}} \quad (3.2)$$

dimana R merupakan kecepatan pemboran (*feet/hour*), N adalah rotasi per menit, W adalah berat jenis lumpur pemboran pada sumur penelitian (psi/ft), D adalah

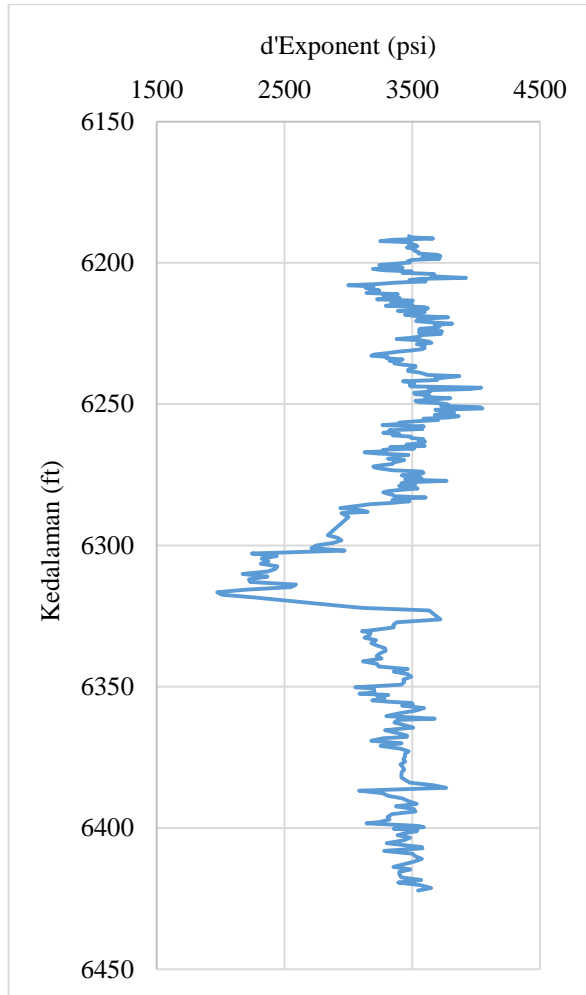
ukuran mata bor (inch),  $\rho_{normal}$  adalah densitas normal hidrostatik (psi/ft), dan  $\rho_{lumpur}$  adalah densitas lumpur pemboran yang digunakan (psi/ft).

c). Hasil perhitungan  $d$  merupakan gradien tekanan (psi/ft). Agar mendapatkan nilai tekanan (psi) maka nilai  $d$  dikalikan dengan kedalaman (ft).

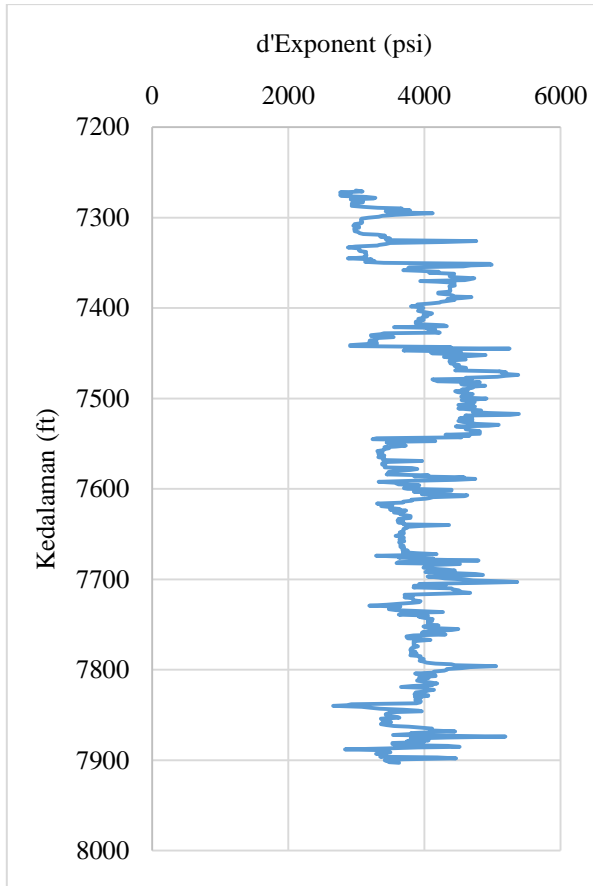
Setelah proses perhitungan dilakukan, maka berikut adalah hasil perhitungan  $d'$ Exponent pada setiap sumur penelitian :



Gambar 3. 9 Hasil perhitungan  $d'$ Exponent di sumur MZ-1



Gambar 3. 10 Hasil perhitungan *d'Exponent* di sumur MZ-2



Gambar 3. 11 Hasil perhitungan *d'Exponent* di sumur MZ-3

Berdasarkan hasil perhitungan *d'Exponent* pada sumur penelitian yang ditunjukkan oleh gambar 3.9, 3.10, dan 3.11, dapat diketahui bahwa terdapat perbedaan nilai *d'exponent* seiring dengan bertambahnya kedalaman dan perbedaan litologi. Pada kondisi tekanan normal hidrostatik, nilai *d'exponent* akan semakin bertambah seiring dengan bertambahnya kedalaman. Namun, jika nilai tersebut mengalami penurunan, maka hal tersebut diakibatkan oleh perbedaan litologi dan perbedaan tekanan pori. Dengan kata lain, jika terdapat perbedaan nilai *d'exponent* pada litologi yang sama, maka menunjukkan perbedaan kondisi tekanan pori. Selanjutnya, nilai *d'Exponent* akan di analisa



dengan hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat dan di plot pada satu grafik yang sama untuk setiap sumur penelitian.

### 3.3.3 Perhitungan Tekanan *Overburden*

Tekanan *overburden* adalah tekanan yang diakibatkan oleh beban sedimen. Data yang diperlukan untuk menghitung tekanan *overburden* adalah *log* densitas. Berikut adalah langkah-langkah yang dilakukan untuk menghitung tekanan *overburden* :

a). Perhitungan densitas dangkal. Tekanan *overburden* dihitung mulai dari kedalaman dangkal hingga kedalaman akhir dari pengukuran *log* densitas. Namun, pengukuran *log* densitas pada umumnya dimulai dari zona *interest* sehingga menyebabkan data *log* densitas untuk kedalaman dangkal tidak tersedia. Oleh karena itu, dibutuhkan perhitungan nilai densitas untuk kedalaman dangkal atau kedalaman yang tidak dijangkau oleh pengukuran *logging* densitas. Nilai densitas untuk kedalaman dangkal dapat diketahui dengan menggunakan persamaan densitas Miller. Menurut Zhang dan Standifird (2008), densitas Miller telah divalidasi oleh *Drilling Engineering Association* dan telah digunakan pada ratusan proyek komersil. Zhang (2013), dan Ziegler & Jones (2014) juga telah menggunakan persamaan densitas Miller dan menunjukkan hasil yang sangat baik. Persamaan densitas Miller yaitu sebagai berikut :

$$\rho_s = \rho_m \cdot (1 - \phi_s) + \rho_m \cdot \phi_s \quad (3.3)$$

dimana  $\rho_s$  adalah densitas dangkal (gr/cc),  $\rho_m$  adalah densitas matriks untuk batuan *solid* (gr/cc),  $\phi_s$  adalah porositas pada kedalaman dangkal (frac).  $\phi_s$  dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\phi_s = \phi_a + \phi_b e^{-k d^{\frac{1}{N}}} \quad (3.4)$$

$\phi_a$  dan  $\phi_b$  adalah porositas sedimen (frac), serta k, d, dan N adalah parameter konstanta Miller. Untuk menghitung  $\phi_s$ , dapat digunakan parameter berikut yang telah di aplikasikan oleh Zhang (2013), yaitu :

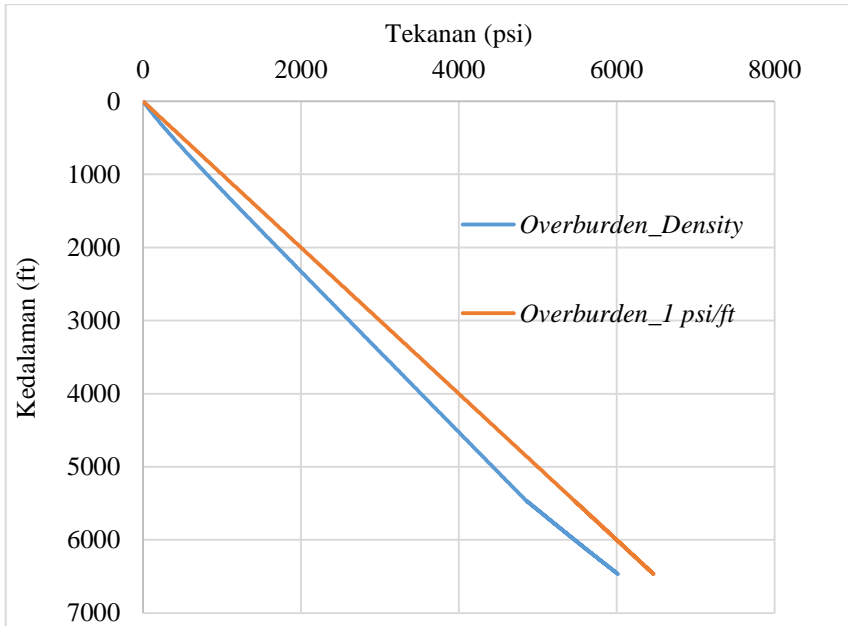
$$\phi_s = 0.35 + 0.35 e^{-0.0035 d^{\frac{1}{1.09}}} \quad (3.5)$$

b). Menghitung tekanan *overburden*. Perhitungan tekanan *overburden* menggunakan persamaan sebagai berikut :

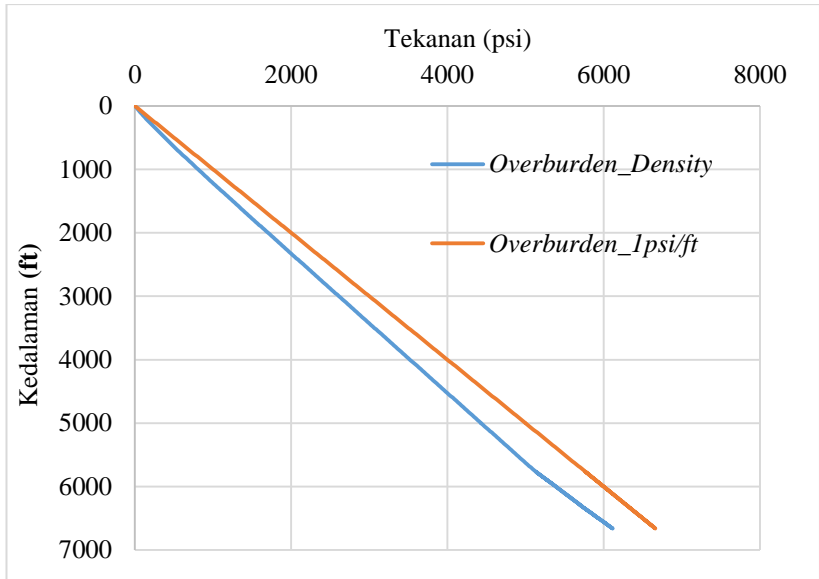
$$S_n = S_{n-1} + (\rho_b * kedalaman * 0.433) \quad (3.6)$$

dimana 0.433 adalah konstanta yang digunakan untuk satuan *imperial*.

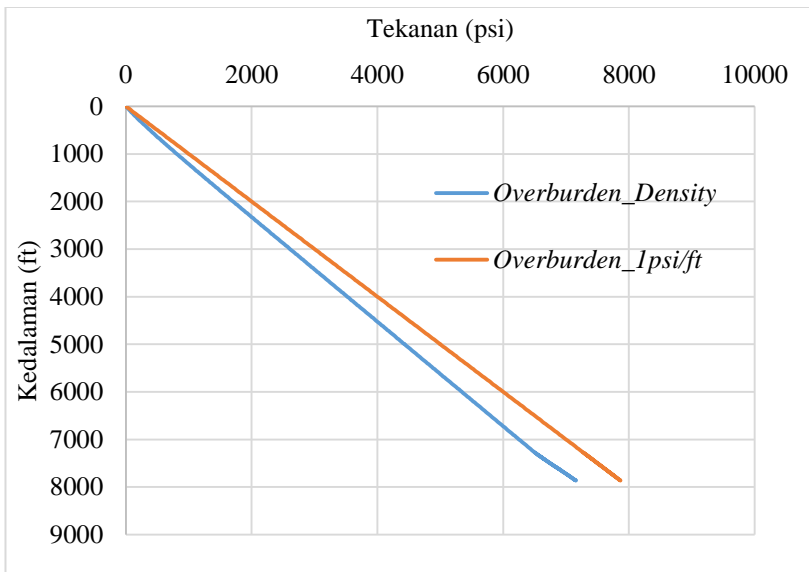
Jika suatu sumur tidak memiliki data *log* densitas, maka tekanan *overburden* dapat dihitung dengan menggunakan ketetapan gradien *overburden* pada umumnya, yaitu 1 psi/ft. Berikut adalah perbandingan antara hasil perhitungan tekanan *overburden* menggunakan *log* densitas dengan hasil perhitungan menggunakan gradien 1 psi/ft :



Gambar 3. 12 Profil tekanan *overburden* di sumur MZ-1



Gambar 3. 13 Profil tekanan *overburden* di sumur MZ-2



Gambar 3. 14 Profil tekanan *overburden* di sumur MZ-3

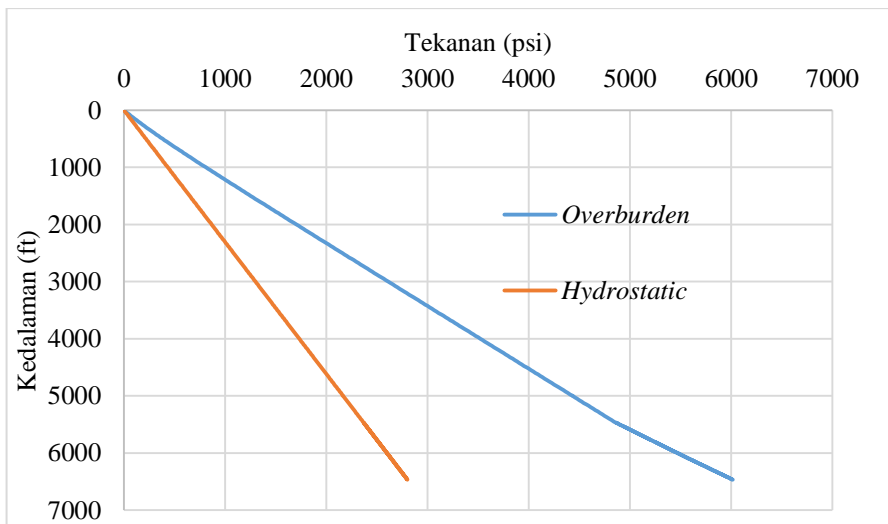
Berdasarkan gambar 3.12, 3.13, dan 3.14, diketahui bahwa terdapat perbedaan gradien antara tekanan *overburden* yang diperoleh dari *log* densitas dengan gradien tekanan *overburden* yang digunakan pada umumnya. Hasil itu menunjukkan bahwa tekanan *overburden* setiap wilayah memiliki nilai yang berbeda karena perbedaan karakteristik geologi. Oleh karena itu, nilai tekanan *overburden* yang digunakan pada penelitian ini adalah nilai tekanan *overburden* hasil perhitungan menggunakan *log* densitas.

### 3.3.4 Perhitungan Tekanan Hidrostatik

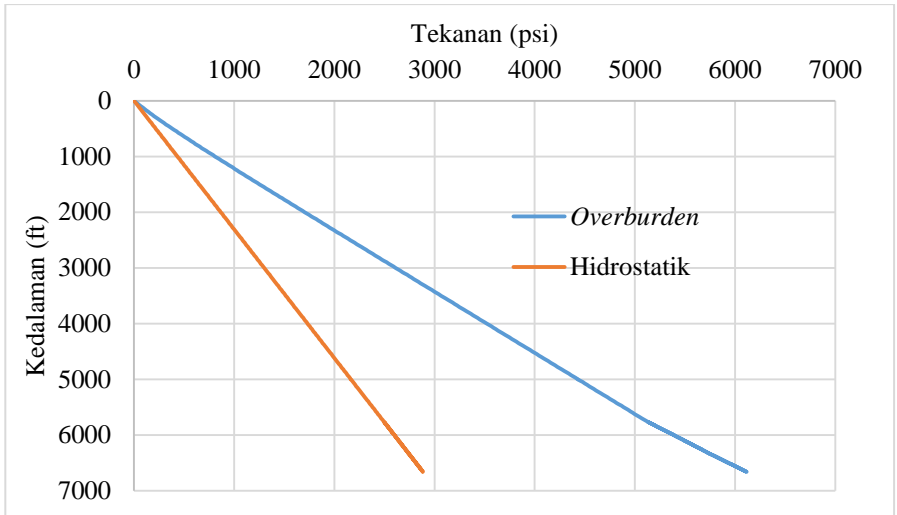
Tekanan hidrostatik adalah tekanan yang diakibatkan oleh berat suatu kolom fluida yang statis. Parameter yang mempengaruhi nilai tekanan hidrostatik adalah densitas dari fluida formasi. Pada penelitian ini, densitas fluida yang digunakan adalah densitas *fresh water* yaitu sebesar 1 gr/cc. Persamaan yang digunakan untuk menghitung tekanan hidrostatik adalah sebagai berikut :

$$P_h = 0.433 * \text{kedalaman} \quad (3.7)$$

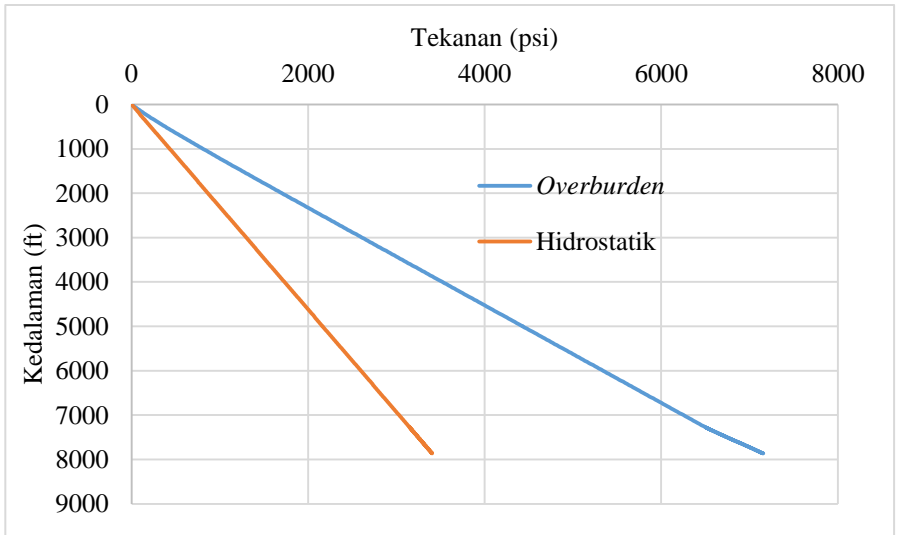
0.433 merupakan gradien satuan *imperial* untuk densitas fluida 1 gr/cc. Berikut adalah profil tekanan hidrostatik yang telah dihitung serta tekanan *overburden* yang akan digunakan untuk setiap sumur penelitian :



Gambar 3. 15 Profil tekanan *overburden* dan hidrostatik di sumur MZ-1



Gambar 3. 16 Profil tekanan *overburden* dan hidrostatik di sumur MZ-2



Gambar 3. 17 Profil tekanan *overburden* dan hidrostatik di sumur MZ-3

Gambar 3.15, 3.16, dan 3.17 merupakan profil tekanan *overburden* dan hidrostatik pada masing-masing sumur penelitian. Tekanan *overburden* dan tekanan hidrostatik bertujuan sebagai batas atas dan batas bawah dari profil tekanan bawah permukaan. Oleh karena itu, hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat akan di plot bersama dengan tekanan *overburden* dan tekanan hidrostatik pada masing-masing sumur penelitian.

### 3.3.5 Analisa Penyebab *Overpressure*

*Overpressure* yang terdapat pada cekungan sedimen di kontrol oleh beberapa faktor geologi, seperti : sejarah pengendapan dan tektonik suatu cekungan, konfigurasi basement, gradien thermal, komposisi mineral dan litologi dari suatu sedimen. Faktor geologi tersebut menyebabkan mekanisme penyebab *overpressure* dapat sangat beragam walaupun berada dalam cekungan yang sama (Ramdhan, dkk., 2013). Di samping itu, mekanisme yang menyebabkan *overpressure* penting untuk diketahui agar dapat menentukan metode yang tepat dalam menghitung nilai tekanan pori.

Menurut Ramdhan (2010), penyebab *overpressure* dapat diketahui melalui karakteristik *shale* yang ditunjukkan melalui data *wireline logging* terhadap *normal compaction trend* (NCT). NCT adalah grafik yang menunjukkan berkurangnya porositas *shale* seiring dengan bertambahnya kedalaman atau dengan kata lain proses kompaksi *shale* secara normal. Perubahan nilai *log shale* terhadap kurva NCT menunjukkan zona yang memiliki tekanan *overpressure*. Selain itu, perubahan tren nilai tersebut juga menunjukkan karakteristik penyebab *overpressure*, yaitu mekanisme *loading* dan mekanisme *unloading*. Metode tersebut yang dilakukan pada penelitian ini untuk mengetahui penyebab *overpressure* pada lapangan penelitian dan berikut adalah langkah-langkah yang dilakukan :

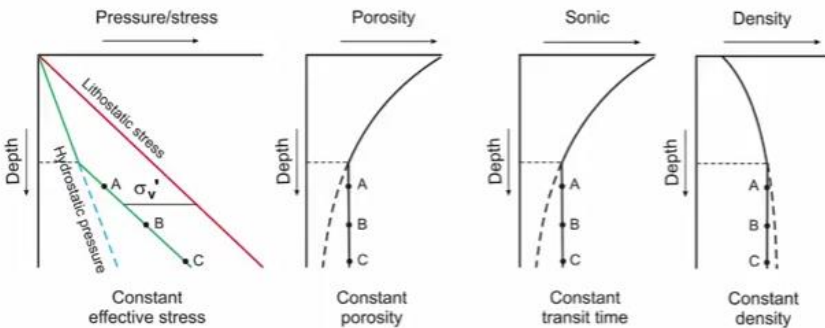
- a). Pisahkan antara litologi *shale* dengan litologi selain *shale*. Hal tersebut dilakukan karena analisis hanya terhadap litologi *shale*.
- b). Plot data *shale* terhadap kedalaman berdasarkan masing-masing *log*.
- c). Penentuan *normal compaction trend* (NCT). Menurut Mouchet dan Mitchell (1989), kurva NCT dapat di konstruksi berdasarkan perubahan nilai porositas secara eksponensial terhadap bertambahnya kedalaman. Kurva NCT di hitung untuk setiap data *log shale*.
- d). Analisa karakteristik dari masing-masing data *log shale* terhadap grafik NCT. Karakteristik perubahan data *log shale* terhadap kurva NCT yang menunjukkan

penyebab *overpressure*, baik mekanisme *loading* maupun *unloading* yaitu sebagai berikut :

### 3.3.5.1 Karakteristik Mekanisme Loading

Data *log shale* akan memperlihatkan respons yang cukup signifikan terhadap *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*. *Log* yang dapat digunakan untuk menganalisis respons tersebut adalah *log* densitas, porositas, dan sonik. Hal yang di analisis dari data *log shale* tersebut adalah tren perubahan data *log* terhadap kurva NCT sebagai fungsi kedalaman. Setiap data *log* akan mengalami kenaikan atau penurunan nilai dan hal tersebut berhubungan dengan proses kompaksi dari *shale*. Jika data menunjukkan bahwa *shale* gagal untuk terkompaksi maka pada kedalaman tersebut memiliki tekanan yang *overpressure*. Karakteristik dari setiap *log* untuk mekanisme *loading* yaitu sebagai berikut :

## Loading in homogeneous shale



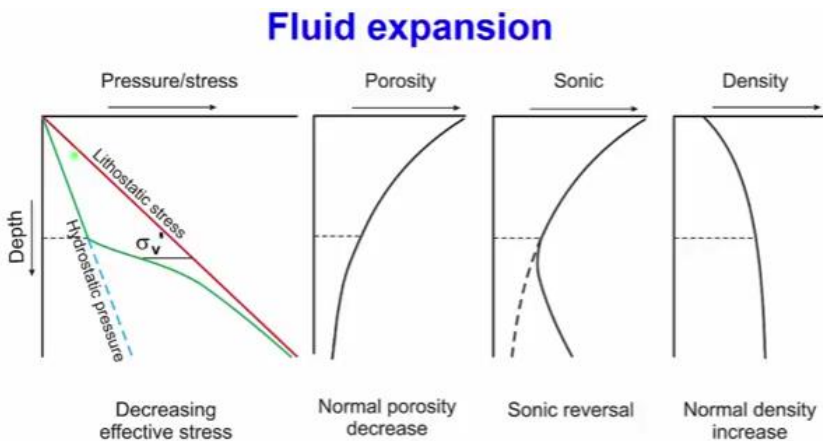
Gambar 3. 18 Respon *log* terhadap mekanisme *loading* (Ramdhan, 2010)

Mekanisme *loading* merupakan mekanisme yang disebabkan oleh batuan sedimen yang gagal untuk terkompaksi. Proses tersebut menyebabkan nilai porositas batuan akan meningkat dari keadaan normal hidrostatik. Berdasarkan gambar 3.18, data *log* porositas, sonik, dan densitas akan menunjukkan respon terhadap *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading* yaitu *log* porositas, *log* sonik, dan *log* densitas yang konstan terhadap kurva NCT, serta nilai tekanan pori yang bernilai sejajar dengan tekanan *overburden*. Respon data *log* tersebut berdasarkan beberapa asumsi yang digunakan, seperti litologi yang seragam, tidak ada fluida yang keluar dari sistem, tidak ada perubahan temperatur, tidak terjadi diagenesis, dan beberapa sifat non-fisik dari fluida dan

kompresibilitas mineral. Pada umumnya respon tersebut terjadi pada *shale* yang terendapkan pada cekungan sedimen. Oleh karena itu, penting dilakukan proses diskriminasi litologi pada data *log* agar analisa penyebab *overpressure* hanya menggunakan data *log* pada litologi *shale* (Ramdhan, 2010).

### 3.3.5.2 Karakteristik Mekanisme Unloading

Respon data *log* terhadap *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *unloading* (seperti ekspansi fluida), memiliki perbedaan jika dibandingkan dengan respon data *log* terhadap mekanisme *loading*. Respon data *log* terhadap mekanisme *unloading* yaitu sebagai berikut :



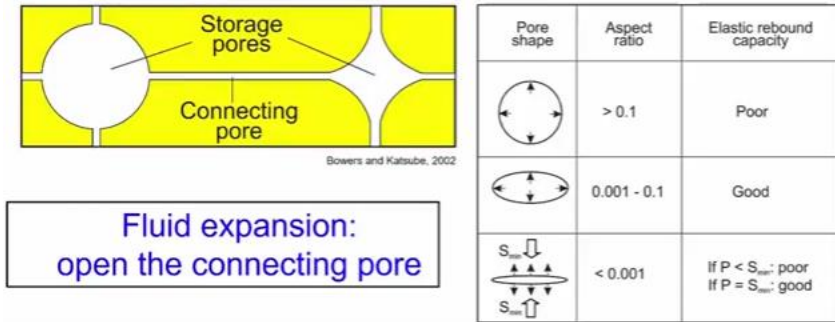
Gambar 3. 19 Respon *log* terhadap mekanisme *unloading* (Ramdhan, 2010)

Jika pada mekanisme *loading*, *log* porositas, sonik, dan densitas dapat menunjukkan respon terhadap zona *overpressure*. Namun, pada mekanisme *unloading*, *overpressure* hanya dapat dikenali melalui *log* sonik atau resistivitas seperti yang ditunjukkan oleh gambar 3.19. Hal tersebut dikarenakan pada *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *unloading*, *log* porositas akan tetap berkurang dan nilai densitas akan tetap meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman, walaupun pada kedalaman tertentu terdapat zona *overpressure*. Meskipun demikian, *log* sonik mampu menunjukkan zona yang memiliki tekanan *overpressure* melalui nilai sonik yang mengalami peningkatan dari normal. Hal tersebut juga berlaku untuk *log* resistivitas yang memanfaatkan properti transport *shale* pada saat proses pengukuran *log*. Perbedaan antara respon dari *log* porositas dan densitas dengan *log* sonik dan resistivitas disebabkan oleh konsep pori pada *shale* yang ditunjukkan oleh gambar berikut :



## Difference in sonic & density response to fluid expansion

### Pore concept in shale



Gambar 3. 20 Konsep sistem pori *shale* (Ramdhan, 2010)

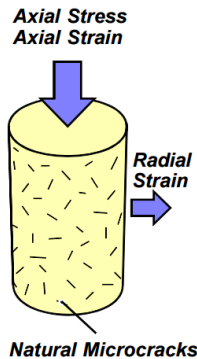
Gambar (3.20) menunjukkan bahwa terdapat dua jenis tipe pori pada *shale*, yaitu *connecting pore* dan *storage pores*. *Storage pore* juga disebut sebagai properti *bulk* dari *shale*, sedangkan *connecting pore* merupakan properti transport dari *shale*. Hal tersebut menyebabkan perbedaan respons terhadap pengukuran *log* densitas maupun sonik, dimana *log* densitas berhubungan dengan properti *bulk shale*, sedangkan *log* sonik berhubungan dengan properti transport. Ketika tekanan pori mengalami peningkatan yang disebabkan oleh mekanisme *unloading* (seperti ekspansi fluida), maka hanya *connecting pore* dari *shale* yang akan merespons karena memiliki nilai aspek rasio yang lebih besar dibandingkan *storage pore*. Oleh karena itu, tekanan *overpressure* yang disebabkan oleh ekspansi fluida akan menunjukkan responsnya terhadap *log* yang mengukur properti transport saja, yaitu *log* sonik dan resistivitas sehingga pada *log* densitas dan porositas akan menunjukkan respon *log* secara normal (Ramdhan, 2010).

### 3.3.6 Perhitungan Tekanan Pori di *Reservoir* Karbonat

Metode kompresibilitas merupakan metode yang memanfaatkan atribut elastik dan heterogenitas dari *reservoir* karbonat, yaitu kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori. Pada umumnya, nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori didapatkan dari pengujian sampel di laboratorium. Selain itu, nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori juga bisa diketahui dari hubungan empiris antara kompresibilitas dengan porositas, seperti yang telah dilakukan oleh Azadpour (2015) dan Atashbari (2016). Namun, penelitian ini

akan memanfaatkan metode *fluid replacement modelling* untuk mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk* dan pori.

Metode *fluid replacement modelling* digunakan sebagai pendekatan terhadap metode pengujian di laboratorium untuk mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori. Proses pengujian sampel di laboratorium untuk mendapatkan nilai kompresibilitas dari suatu batuan disebut dengan *uniaxial compression test*.



Gambar 3. 21 Konsep pengukuran *uniaxial compression* (Eloranta, 2015)

Konsep pengukuran *uniaxial compression* ditunjukkan oleh gambar 3.21. Pada proses pengujian tersebut, diberikan tekanan dari arah vertikal terhadap sampel batuan, lalu respon kekuatan dari batuan akan di hitung berdasarkan nilai parameter elastik yang diperoleh, yaitu modulus modulus *Young* dan *poisson ratio*. Lalu, nilai kompresibilitas akan diperoleh dari kurva respon tekanan dan regangan dari sampel batuan. Sampel batuan yang digunakan merupakan batuan kering atau berisi fluida gas. Konsep pengujian tersebut yang akan dimodelkan melalui proses *fluid replacement modelling* lalu menggunakan persamaan Gassman untuk mendapatkan nilai kompresibilitas *bulk* dan pori.

Adapun langkah-langkah yang dilakukan untuk menghitung nilai kompresibilitas *bulk*, kompresibilitas pori serta tekanan pori di *reservoir* karbonat menggunakan metode kompresibilitas yaitu sebagai berikut :

a). Penentuan  $K_m$  atau *bulk* modulus matriks mineral. Penentuan *bulk* modulus matriks mineral menggunakan bantuan data *log* dan *mudlog* untuk menentukan mineral penyusun batuan. Target pada penelitian ini merupakan *reservoir* karbonat yang tersusun atas mineral kalsit sebagai mineral utama dan mineral

dolomit sebagai mineral pendukung. Untuk menghitung nilai  $K_m$  maka digunakan persamaan berikut :

$$K_m = [F_1 K_1 + F_2 K_2] \quad (3.8)$$

dimana  $F_1$  dan  $F_2$  adalah fraksi volumetrik dari dua komponen matriks,  $K_1$  dan  $K_2$  adalah modulus *bulk* dari kedua komponen matriks mineral.

b). Menghitung  $K_{fl}$  atau *bulk* modulus fluida. Pada penelitian ini nilai *bulk* modulus fluida diketahui melalui proses perhitungan. Fluida yang dihitung merupakan fluida 100% gas, dimana nilai  $K_{fl}$  akan digunakan untuk menghitung *bulk* modulus yang telah tersaturasi gas. Hal tersebut dilakukan agar mendapatkan nilai kompresibilitas pori yang maksimum. Persamaan yang digunakan untuk menghitung  $K_{fl}$  adalah sebagai berikut :

$$K_{fl} = S_w K_w + S_g K_g \quad (3.9)$$

dimana  $K_w$  adalah *bulk* modulus air,  $K_g$  adalah *bulk* modulus gas,  $S_g$  adalah saturasi gas, dan  $S_w$  adalah saturasi air.

c). Menghitung  $K^*$  atau *bulk* modulus *frame*. *Bulk* modulus *frame* bertujuan sebagai salah satu parameter yang akan dimasukkan pada proses perhitungan *bulk* modulus tersaturasi. Pada penelitian ini, *bulk* modulus *frame* dihitung dengan menggunakan persamaan modifikasi Hashin-Strikmann. Pemodelan *bulk* modulus *frame* pada *reservoir* karbonat dengan menggunakan persamaan modifikasi Hashin-Strikmann telah dilakukan oleh Walls, dkk. (1998) dan Bhakta, dkk. (2016) dan menunjukkan hasil yang sangat baik untuk lapangan karbonat. Persamaan modifikasi Hashin-Strikmann adalah sebagai berikut :

$$K^* = \left[ \frac{\frac{\phi}{\phi_c}}{K_0 + \frac{4}{3} G_s} + \frac{1 - \frac{\phi}{\phi_c}}{K_s + \frac{4}{3} G_s} \right]^{-1} - \frac{4}{3} G_s \quad (3.10)$$

Nilai dari parameter tersebut berdasarkan Yin (2002) yang disebut di Bhakta, dkk. (2016) dimana  $K_0$  adalah *bulk* modulus *dry frame* yang bernilai 4.5 GPa,  $G_0$  adalah *shear* modulus yaitu 2.77 GPa,  $\phi_c$  yaitu porositas kritis sebesar 40%,  $K_s$  dan  $G_s$  adalah muduli dari fase padat yang bernilai 65 GPa dan 27 GPa.

d). Menghitung  $K_{sat}$  atau *bulk* modulus tersaturasi. Perhitungan  $K_{sat}$  merupakan *bulk* modulus dari *reservoir* karbonat. Persamaan yang digunakan untuk menghitung  $K_{sat}$  yaitu :

$$K_{sat} = V_p^2 \rho - \frac{4}{3} V_s^2 \rho \quad (3.11)$$

dimana  $V_p$  adalah kecepatan gelombang p (ft/us),  $V_s$  adalah kecepatan gelombang *shear* (ft/us) dan  $\rho$  adalah densitas (gr/cc).

e). Menghitung  $K_{sat(gas)}$  atau *bulk* modulus saturasi gas. Perhitungan *bulk* modulus tersebut sebagai pendekatan terhadap sampel batuan yang di uji di laboratorium. Persamaan yang digunakan adalah sebagai berikut :

$$K_{sat(gas)} = K^* + \frac{(1 - \frac{K^*}{K_m})^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{(1-\phi)}{K_m} - \frac{K^*}{K_m^2}} \quad (3.12)$$

f). Menghitung  $C_b$  atau kompresibilitas *bulk*. Parameter kompresibilitas *bulk* didapatkan dari nilai  $K_{sat}$  yang telah dihitung sebelumnya. Persamaan kompresibilitas *bulk* adalah :

$$C_b = \frac{1}{K_{sat}} \quad (3.13)$$

g). Menghitung  $C_p$  atau kompresibilitas pori. Nilai  $C_p$  merupakan fungsi dari  $K_{sat(gas)}$  yang telah dihitung sebelumnya. Perhitungan  $C_p$  menggunakan persamaan Gassman yaitu :

$$C_p = \frac{K_m - K_{sat(gas)}}{\phi K_{sat(gas)} K_m} \quad (3.14)$$

h). Menghitung  $\sigma_{eff}$  atau tekanan efektif vertikal. Tekanan efektif vertikal merupakan selisih antara tekanan *overburden* dengan tekanan hidrostatik, atau dengan kata lain :

$$\sigma_{eff} = S - P_h \quad (3.15)$$

i). Menghitung tekanan pori *reservoir* karbonat. Tekanan pori *reservoir* karbonat dihitung dengan menggunakan metode kompresibilitas. Parameter yang digunakan pada metode ini telah diketahui dari proses sebelumnya. Persamaan metode kompresibilitas yaitu :

$$P_p = \left( \frac{(1-\phi)C_b \sigma_{eff}}{(1-\phi)C_b - \phi C_p} \right)^\gamma \quad (3.16)$$

Nilai  $\gamma$  atau gamma yang digunakan pada penelitian ini yaitu sebesar 0.983, merujuk pada penelitian yang telah dilakukan oleh Azadpour (2015).

### 3.3.7 Perhitungan Tekanan Rekah

Peristiwa *kicks* pada saat proses pemboran harus dicegah. Upaya yang dapat dilakukan untuk mencegah terjadinya *kicks* yaitu menjaga berat jenis lumpur pemboran agar tekanan lumpur tidak kurang dari tekanan fluida formasi pada kedalaman tertentu. Selain itu, ketika pemboran memasuki zona tekanan abnormal, densitas lumpur harus ditingkatkan agar bisa menyeimbangi tekanan formasi. Agar nilai berat jenis lumpur dapat diketahui dengan tepat dan akurat, maka harus ditentukan tekanan rekah atau gradien rekah. Tekanan rekah merupakan tekanan yang menunjukkan batasan kekuatan suatu batuan. Tekanan ini juga biasa disebut dengan tekanan horizontal minimum dan biasanya bernilai kurang dari tekanan *overburden*. Pada proses penentuan berat jenis lumpur pemboran, tekanan rekah berfungsi sebagai pembatas, sehingga nilai densitas lumpur harus berada di bawah dari tekanan rekah (Mouchet dan Mitchel, 1989).

Tekanan rekah dapat diketahui melalui uji laboratorium dan data *log*. Metode pengujian laboratorium yang dapat dilakukan untuk mengetahui tekanan rekah adalah uji *leak off* (LOT) dan *formation integrity test* (FIT). Dari kedua metode pengujian tersebut akan dapat diketahui batas elastisitas dari batuan lalu dihitung sebagai gradien rekah (Mouchet dan Mitchell, 1989). Jika data uji LOT atau FIT tidak tersedia, maka tekanan rekah dapat dihitung melalui data *log*. Berikut adalah langkah-langkah yang dilakukan untuk menghitung tekanan rekah :

a). Menghitung *poisson ratio*. *Poisson ratio* merupakan salah satu properti elastik yang mengukur rasio antara regangan pada arah tegak lurus dengan regangan pada arah gaya ekstensional. Parameter *poisson ratio* perlu dihitung sebagai salah satu parameter yang digunakan untuk menghitung tekanan rekah. Persamaan yang digunakan untuk menghitung *poisson ratio* adalah sebagai berikut :

$$\vartheta = \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 1}{\left( \frac{V_p}{V_s} \right)^2 - 1} \quad (3.17)$$

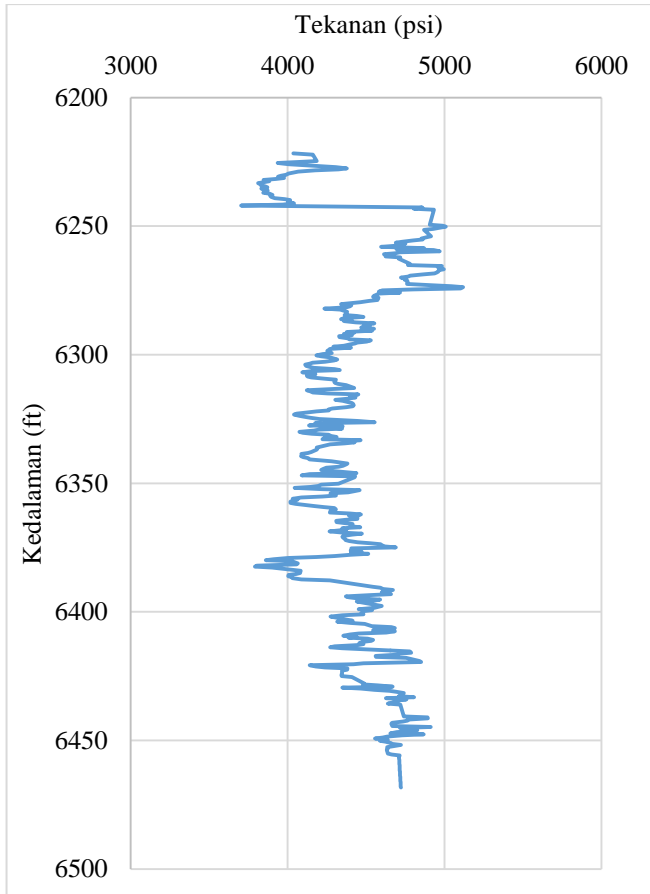
dimana  $V_p$  merupakan kecepatan gelombang kompresional dari data log sonik (ft/us), dan  $V_s$  merupakan kecepatan gelombang *shear* (ft/us) dari data *s-wave*.

b). Menghitung tekanan rekah. Persamaan yang digunakan untuk menghitung tekanan rekah adalah persamaan tekanan rekah Eaton (1969). Persamaan tersebut digunakan oleh Zhang (2011), dan Dasgupta, dkk., (2016) untuk menghitung tekanan rekah dan menunjukkan hasil perhitungan yang sangat baik. Persamaan tekanan rekah Eaton yaitu sebagai berikut :

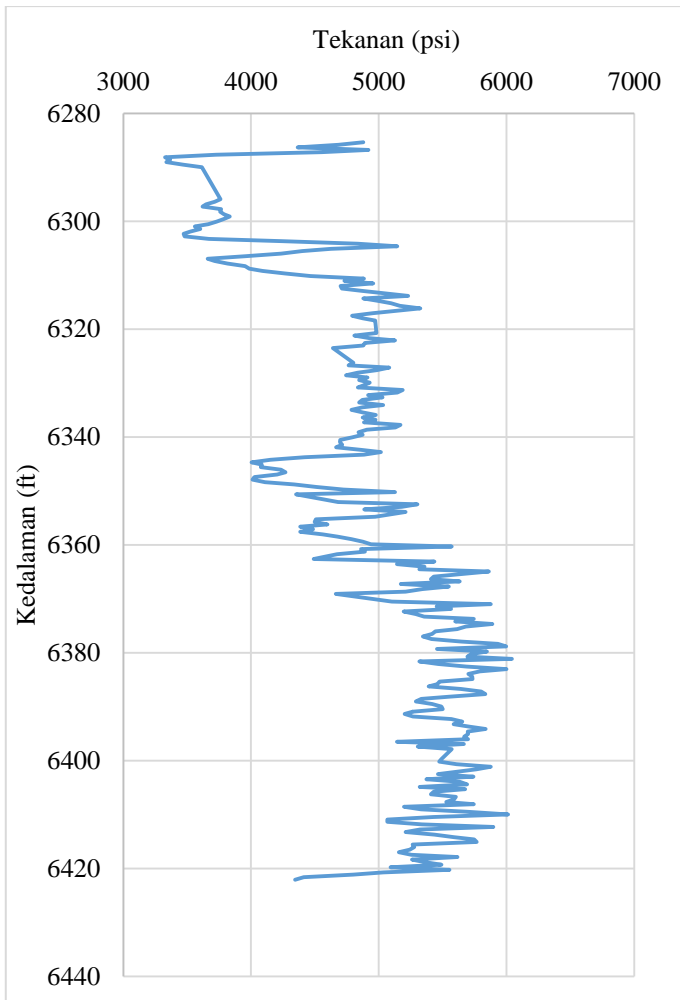
$$\sigma_{min} = \frac{\vartheta}{1-\vartheta} (S - P_p) + P_p \quad (3.18)$$

dimana  $\sigma_{min}$  merupakan tekanan rekah (psi),  $\vartheta$  adalah *poisson ratio*,  $S$  adalah tekanan *overburden* (psi), dan  $P_p$  adalah tekanan pori (psi).

Berikut adalah hasil perhitungan tekanan rekah dari masing-masing sumur penelitian di Lapangan MZ JOB Pertamina-Petrochina East Java :

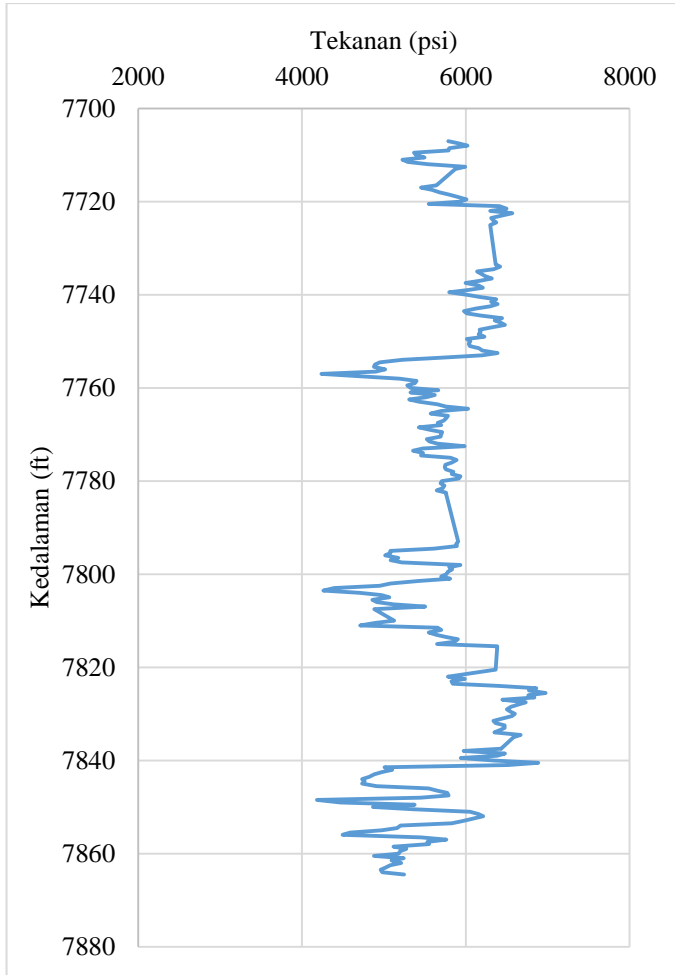


Gambar 3. 22 Profil tekanan rekah *reservoir* karbonat MZ-1



Gambar 3. 23 Profil tekanan rekah *reservoir* karbonat MZ-2





Gambar 3. 24 Profil tekanan rekah *reservoir* karbonat MZ-3

Gambar 3.22, 3.23, dan 3.24 menunjukkan profil tekanan rekah *reservoir* karbonat pada masing-masing sumur penelitian. Selanjutnya, tekanan rekah tersebut akan di plot dengan hasil perhitungan tekanan pori *reservoir* karbonat. Hal tersebut bertujuan agar dapat menentukan rekomendasi berat jenis lumpur di *reservoir* karbonat pada Lapangan MZ JOB Pertamina Petrochina East Java dengan tepat.

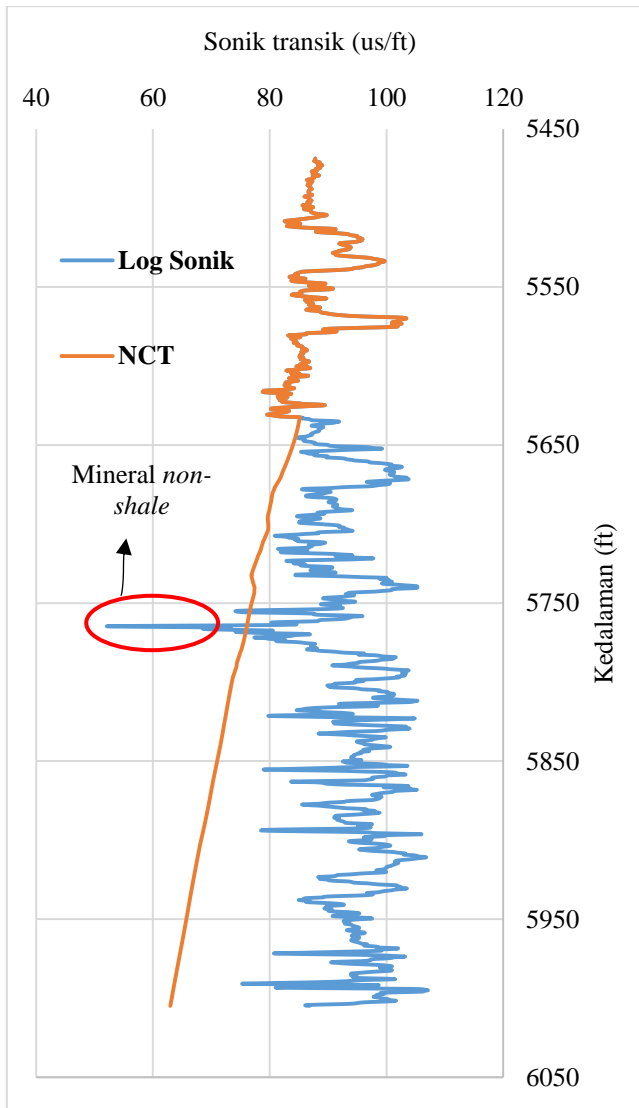
***“Halaman ini sengaja dikosongkan”***

## BAB IV PEMBAHASAN

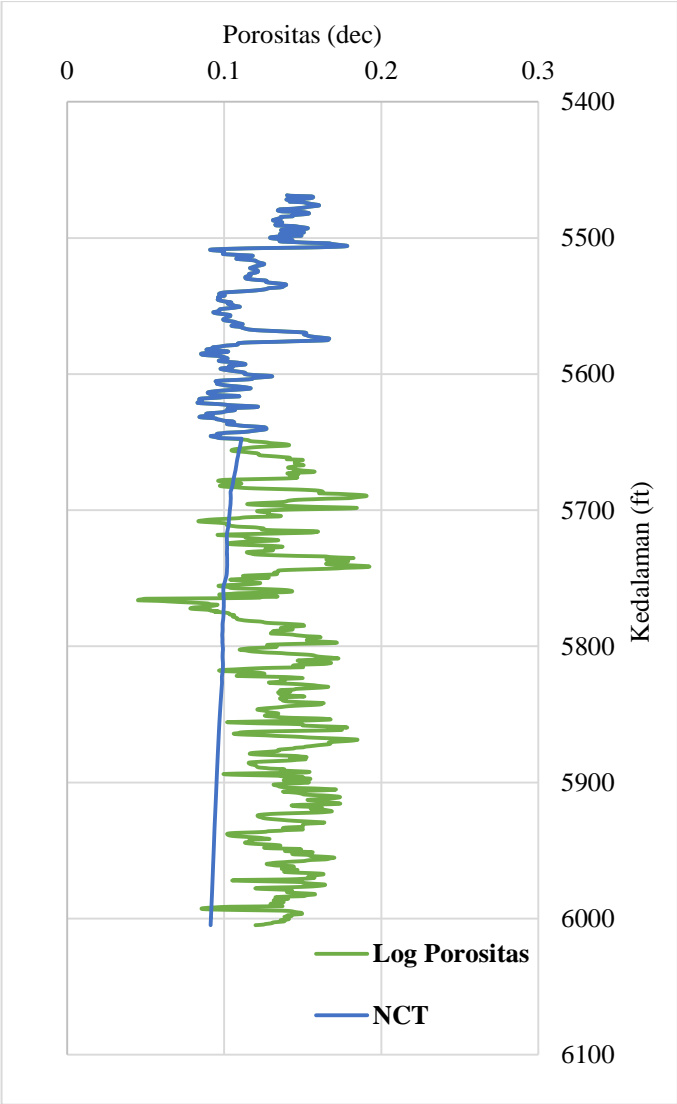
### 4.1 Analisa Penyebab *Overpressure* Lapangan MZ

Penyebab tekanan *overpressure* dapat diketahui melalui data *wireline log*. Hal tersebut dapat dikenali melalui perubahan nilai *log shale* terhadap kurva NCT yang menunjukkan bahwa *shale* mengalami kegagalan untuk terkompaksi pada kedalaman tertentu. Metode tersebut telah dilakukan oleh Ramdhan dan Goulty (2010) yang menganalisis penyebab *overpressure* di cekungan Kutai, serta Yosandian, dkk. (2014) yang menganalisis penyebab *overpressure* di cekungan Sumatera Utara. Kedua penelitian tersebut menunjukkan bahwa metode ini mampu menunjukkan mekanisme penyebab *overpresure* dengan baik.

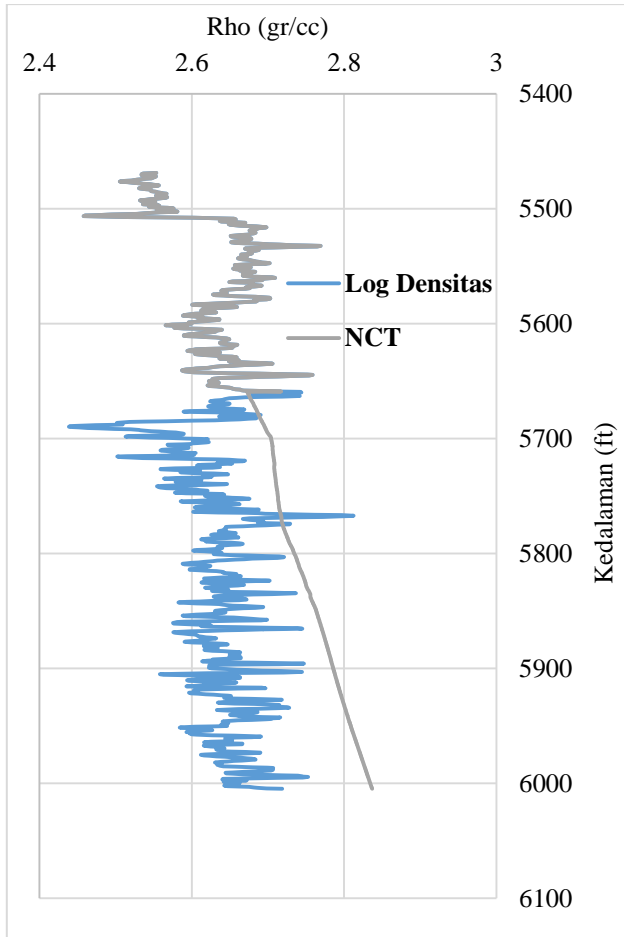
Data yang digunakan untuk menganalisis penyebab *overpressure* pada Lapangan MZ adalah *log* sonik, densitas, dan porositas. Jika ketiga *log* tersebut menunjukkan adanya perubahan tren nilai terhadap kurva NCT maka *overpressure* disebabkan oleh mekanisme *loading*. Tetapi, jika *log* porositas dan densitas tidak menunjukkan perubahan terhadap kurva NCT, sedangkan *log* sonik menunjukkan adanya perubahan terhadap NCT maka *overpressure* disebabkan oleh mekanisme *unloading*. Berdasarkan karakteristik tersebut, berikut adalah hasil plot antara *log shale* pada masing-masing sumur penelitian :



Gambar 4. 1 Sonik *shale* pada sumur MZ-1



Gambar 4. 2 Porositas *shale* pada sumur MZ-1



Gambar 4. 3 Densitas *shale* pada sumur MZ-1

Gambar 4.1, 4.2, dan 4.3 menunjukkan respon data *log* sonik, porositas, dan densitas *shale* pada sumur MZ-1 terhadap kurva NCT. Dari data *log* tersebut, di lakukan analisis dari tren masing-masing data *log* terhadap karakteristik mekanisme penyebab *ovepressure*.

Pada keadaan tekanan normal, *log* sonik pada litologi *shale* akan semakin berkurang dengan bertambahnya kedalaman. Hal itu merupakan kebalikan dari nilai kecepatan yang akan bertambah besar dengan bertambahnya kedalaman

seiring dengan proses kompaksi berjalan dengan normal. Namun, jika *log* sonik menyimpang ke kanan terhadap kurva NCT, atau dengan kata lain nilainya bertambah lalu berubah dengan konstan, maka pada kedalaman tersebut merupakan zona *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*. Gambar 4.1 menunjukkan bahwa mulai kedalaman 5450 ft hingga kedalaman 5640 ft data *log* sonik semakin berkurang sehingga menunjukkan pada kedalaman tersebut merupakan zona tekanan normal. Namun, mulai kedalaman 5641 ft data *log* sonik mengalami perubahan terhadap kurva NCT, yaitu meningkat lalu mengalami perubahan secara konstan seiring dengan bertambahnya kedalaman. Berdasarkan perubahan tren data tersebut dapat diinterpretasikan bahwa mulai kedalaman 5641 ft hingga akhir kedalaman, *shale* gagal untuk terkompaksi secara normal dan pada kedalaman tersebut memiliki tekanan *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*.

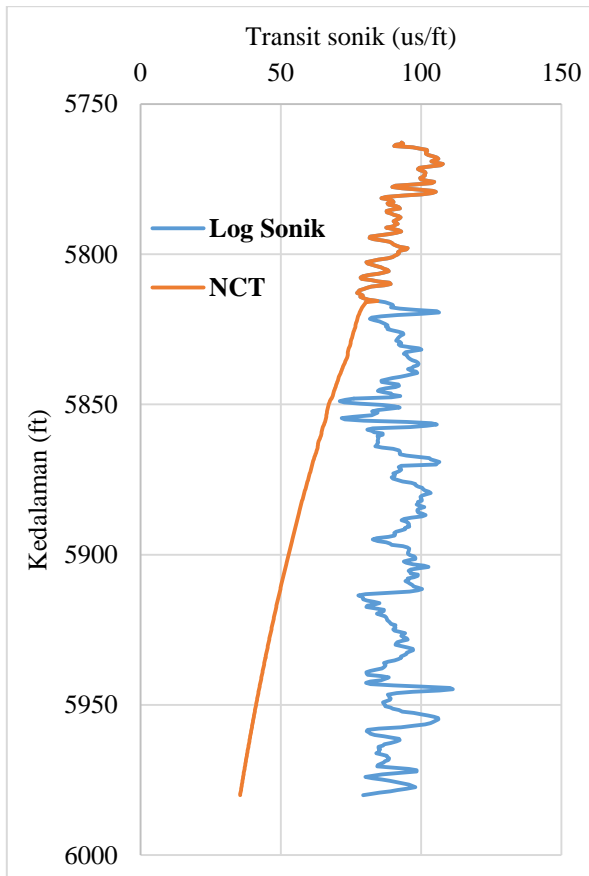
Gambar 4.2 menunjukkan data *log* porositas pada *shale* dan kurva NCT di sumur MZ-1 terhadap kedalaman. Jika kondisi tekanan normal, nilai porositas akan semakin berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman serta mengikuti kurva NCT, namun gambar (4.3) menunjukkan bahwa mulai kedalaman 5.641 ft hingga kedalaman 6.000 ft, nilai porositas pada *shale* di sumur MZ-1 keluar dari kurva NCT dan mengalami perubahan secara konstan. Perubahan tersebut menunjukkan bahwa tekanan pada kedalaman tersebut merupakan tekanan *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*.

Gambar 4.3 menunjukkan data *log* densitas *shale* dan kurva NCT di sumur MZ-1 terhadap kedalaman. Pada keadaan tekanan normal, nilai densitas pada *shale* akan semakin meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman dan berada pada kurva NCT. Seperti yang ditunjukkan oleh gambar 4.3, nilai densitas meningkat dan berada di kurva NCT seiring bertambahnya kedalaman hingga kedalaman 5.640 ft. Namun, mulai kedalaman 5.641 ft nilai densitas keluar dari kurva NCT dan mengalami perubahan secara konstan hingga kedalaman 6000 ft. Berdasarkan analisis tersebut, dapat diinterpretasikan bahwa mulai kedalaman 5.641 ft hingga kedalaman 6000 ft merupakan zona *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*.

Pada gambar 4.1, 4.2, dan 4.3 juga menunjukkan data *log* yang berbeda dari tren masing-masing data yaitu pada kedalaman 5760 ft – 5765 ft. Pada kedalaman tersebut data memiliki *spike* yang rendah atau tinggi dari tren data. Hal tersebut menunjukkan bahwa *shale* yang di *plot* pada masing-masing *log* bukan merupakan *shale* yang homogen sepenuhnya, tetapi terdapat mineral kalsit maupun dolomit dalam jumlah yang sedikit.

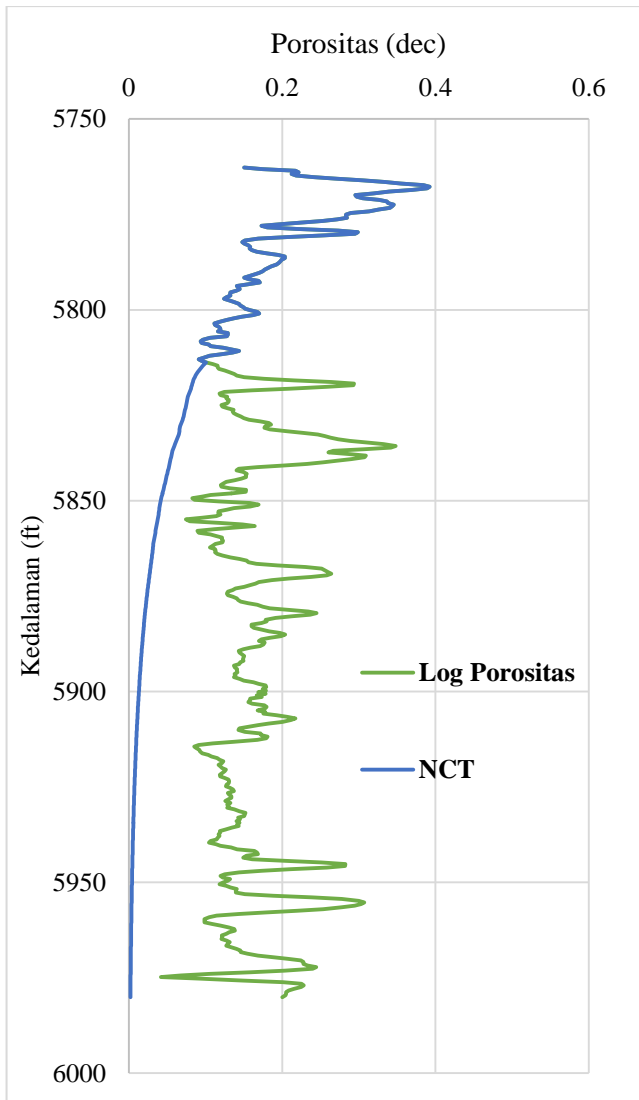
Berdasarkan analisis yang telah dilakukan terhadap *shale* dari data *log* sonik, porositas dan densitas, diketahui bahwa mulai kedalaman 5.641 ft hingga 5.600 ft merupakan zona tekanan *overpressure* di sumur MZ-1. Hal tersebut telah di konfirmasi oleh ketiga data *log* tersebut yang sama-sama menunjukkan perubahan nilai *log* yang konstan terhadap kedalaman. Selain itu, respon data *log* yang keluar dari kurva NCT juga menunjukkan bahwa *overpressure* yang terjadi di sumur MZ-1 disebabkan oleh mekanisme *loading*.

Sedangkan plot data *shale* berdasarkan *log* sonik, porositas, dan densitas di sumur MZ-2 terhadap kurva NCT yaitu sebagai berikut :

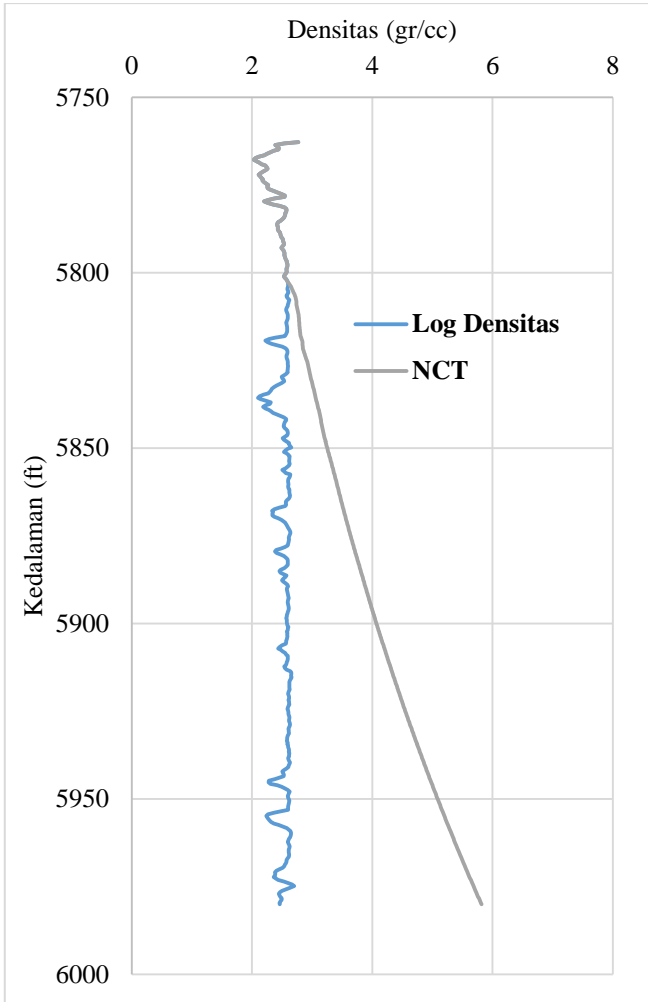


Gambar 4. 4 Sonik *shale* pada sumur MZ-2





Gambar 4. 5 Porositas *shale* pada sumur MZ-2



Gambar 4. 6 Densitas *shale* pada sumur MZ-2

Gambar (4.4), (4.5), dan (4.6) menunjukkan respon data *log* sonik, porositas, dan densitas dari *shale* terhadap kurva NCT pada sumur MZ-2. Berdasarkan plot data tersebut, dilakukan analisa terhadap karakteristik dari masing-masing data *log* untuk mengetahui penyebab *overpressure* di sumur MZ-2.

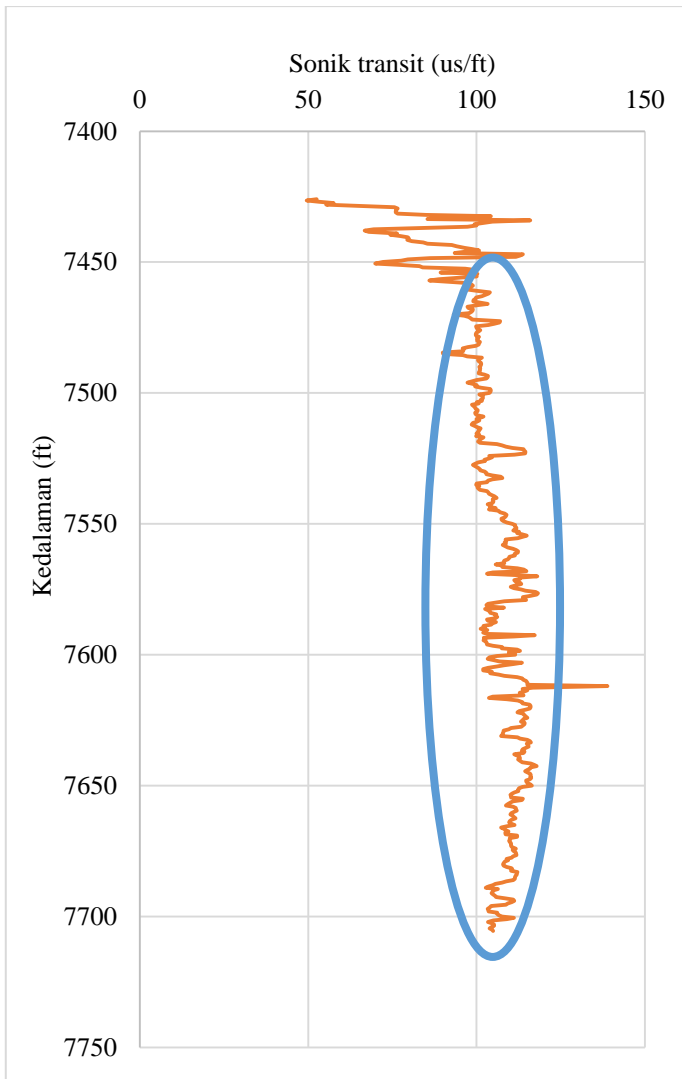
Berdasarkan *log* sonik yang ditunjukkan oleh gambar 4.4, nilai sonik berkurang secara normal mulai dari kedalaman 5.760 ft hingga 5.820 ft. Namun, mulai dari kedalaman 5.821 ft hingga 5.980 ft, data sonik pada sumur MZ-2 keluar dari kurva NCT dan cenderung untuk konstan seiring dengan bertambahnya kedalaman. Perubahan nilai sonik tersebut menunjukkan bahwa kedalaman 5821 ft hingga 5980 ft memiliki tekanan *overpressure* yang ditunjukkan oleh *shale* yang gagal untuk kompaksi. Perubahan nilai yang konstan juga menunjukkan bahwa *overpressure* pada kedalaman tersebut disebabkan oleh mekanisme *loading*.

*Log* porositas *shale* pada sumur MZ-2 ditunjukkan oleh gambar 4.5. Pada gambar tersebut, mulai kedalaman 5.760 ft hingga kedalaman 5.820 ft, nilai porositas dan memiliki tekanan pori yang normal hidrostatik. Namun, mulai kedalaman 5.821 ft hingga 5.980 ft, nilai porositas tersebut mulai naik dan keluar dari kurva NCT. Lalu, seiring dengan bertambahnya kedalaman, nilai porositas berubah secara konstan hingga akhir kedalaman. Berdasarkan analisis tersebut, dapat diketahui bahwa mulai kedalaman 5.820 ft hingga kedalaman 5.980 ft, data *log* porositas menunjukkan bahwa pada kedalaman tersebut *shale* gagal untuk terkompaksi secara normal dan menghasilkan tekanan *overpressure* yang diakibatkan oleh mekanisme *loading*.

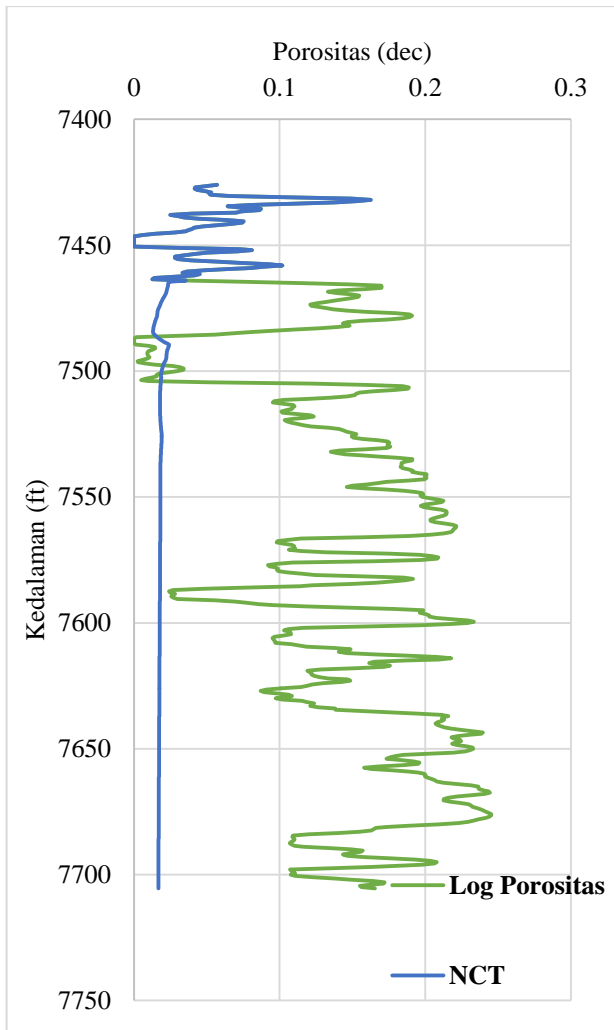
Analisa yang sama dilakukan terhadap *log* densitas yang ditunjukkan oleh gambar 4.6. Berdasarkan gambar tersebut, nilai densitas mengalami kenaikan secara normal hingga kedalaman 5.820 ft. Namun, mulai kedalaman 5.821 ft nilai densitas berubah menjadi konstan seiring dengan bertambahnya kedalaman dan keluar dari kurva NCT. Hal tersebut menunjukkan bahwa terdapat zona *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*, sehingga densitas bernilai konstan hingga kedalaman 5.980 ft.

Berdasarkan analisa yang telah dilakukan terhadap *log* sonik, porositas, dan densitas pada sumur MZ-2 menunjukkan bahwa pada sumur MZ-2 terdapat zona tekanan *overpressure* yang dimulai dari kedalaman 5.821 ft hingga 5.980 ft. Ketiga *log* tersebut juga menunjukkan perubahan nilai yang konstan hingga akhir kedalaman sehingga dapat di interpretasikan bahwa *overpressure* yang terdapat di sumur MZ-2 disebabkan oleh mekanisme *loading*.

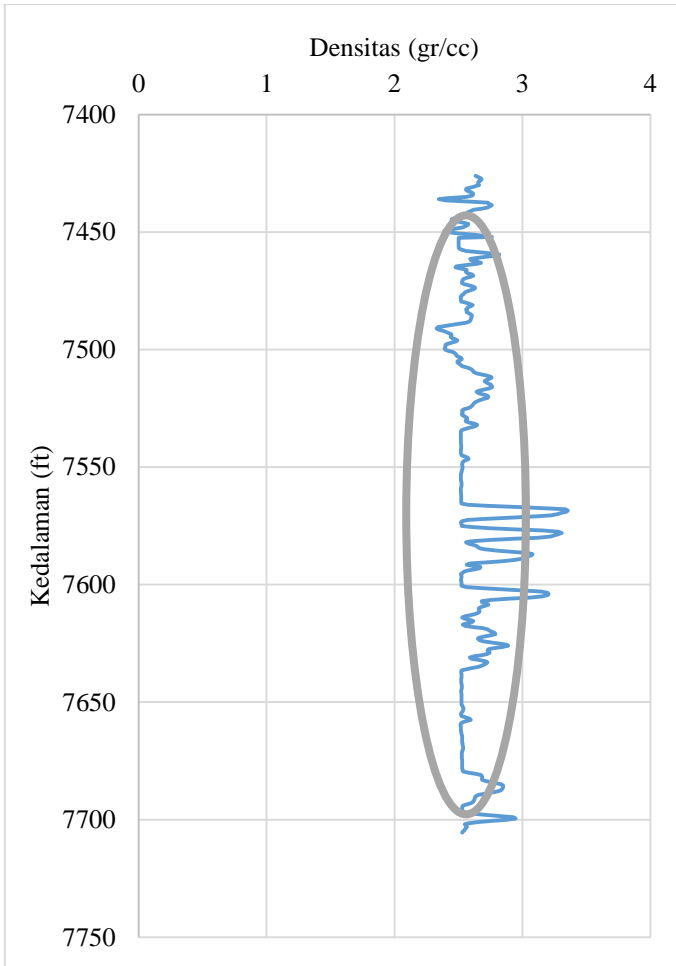
Berikutnya, data *shale* sonik, porositas, dan densitas pada sumur MZ-3 yaitu :



Gambar 4. 7 Sonik *shale* pada sumur MZ-3



Gambar 4. 8 Porositas *shale* pada sumur MZ-3



Gambar 4. 9 Densitas *shale* pada sumur MZ-3

Data *log* sonik, porositas, dan densitas *shale* pada sumur MZ-3 ditunjukkan masing-masing oleh gambar 4.7, 4.8, dan 4.9. Analisis dilakukan seperti di sumur MZ-1, dan MZ-2 yaitu melalui karakteristik setiap data *log* terhadap kurva NCT.

Berdasarkan data *log sonik* *shale* yang ditunjukkan oleh gambar 4.7, nilai sonik mengalami perubahan secara konstan dari kedalaman 7.425 ft hingga akhir

kedalaman yang ditandai oleh lingkaran berwarna biru. Hal tersebut menunjukkan bahwa *shale* pada sumur MZ-3 merupakan *shale* yang berada pada tekanan *overpressure*. Mekanisme yang menyebabkan *overpressure* berdasarkan *log* sonik tersebut adalah mekanisme *loading*.

Data porositas *shale* pada sumur MZ-3 ditunjukkan oleh gambar 4.8. Berdasarkan gambar tersebut, kurva NCT ditandai dengan garis biru dan garis hijau untuk data porositas. Mulai kedalaman 7.425 ft hingga kedalaman 7.460 ft, nilai porositas berkurang secara normal. Namun, mulai kedalaman 7.461 ft, nilai porositas cenderung untuk naik serta keluar dari kurva NCT dan mengalami perubahan yang konstan hingga kedalaman 7.700 ft. Perubahan konstan tersebut menunjukkan bahwa pada kedalaman 7.461 ft hingga 7.700 ft merupakan zona *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*.

Gambar 4.9 menunjukkan data densitas *shale* pada sumur MZ-3. Berdasarkan gambar tersebut, mulai awal kedalaman hingga akhir kedalaman, nilai densitas mengalami perubahan secara konstan. Hal tersebut menunjukkan bahwa *shale* yang ditunjukkan melalui nilai densitas gagal untuk terkompaksi secara normal sehingga mengakibatkan tekanan *overpressure*. Perubahan nilai yang konstan juga menunjukkan bahwa *overpressure* tersebut disebabkan oleh mekanisme *loading*.

Analisis telah dilakukan terhadap mekanisme yang menyebabkan *overpressure* pada sumur MZ-1, MZ-2, dan MZ-3. Berdasarkan analisis tersebut, *overpressure* yang terdapat di sumur MZ-1, MZ-2, dan MZ-3 disebabkan oleh mekanisme *loading* atau *disequilibrium compaction*. *Overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading* ditunjukkan melalui respon dari *log* sonik, densitas, dan porositas yang keluar dari kurva NCT dan mengalami perubahan secara konstan terhadap kedalaman. Tetapi, terdapat nilai naik turun berupa *spike* yang menunjukkan bahwa *shale* yang di analisa tidak sepenuhnya homogen. Perubahan nilai *log* yang konstan menunjukkan bahwa *shale* yang terdapat pada Lapangan MZ gagal untuk terkompaksi secara normal, atau fluida formasi gagal untuk keluar dari sistem pori-pori batuan.

Secara fisis, mekanisme *loading* dapat dijelaskan menurut persamaan Terzaghi (1943) yaitu sebagai berikut :

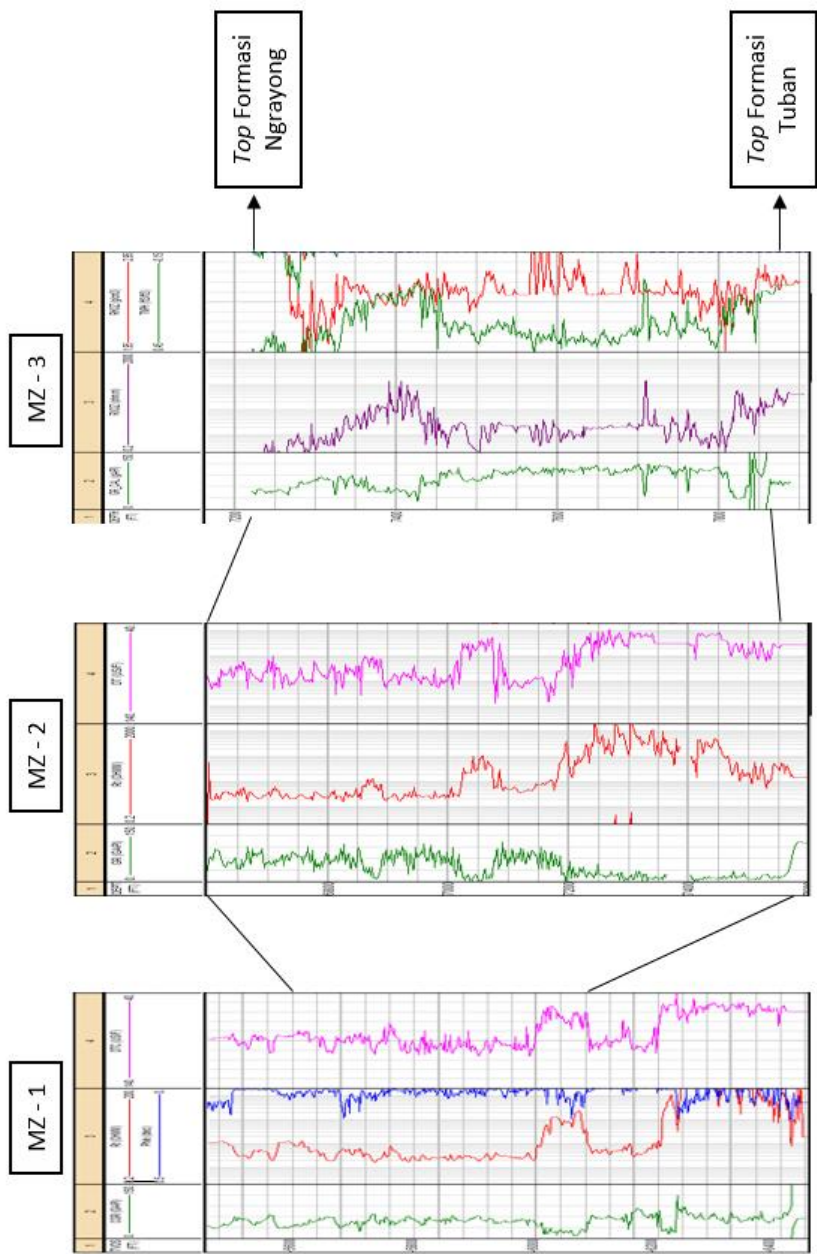
$$S = PP + \sigma'$$

The diagram illustrates the Terzaghi equation  $S = PP + \sigma'$ . Below the equation, three boxes are arranged horizontally, each connected to a term in the equation by an arrow pointing downwards. The first box, under  $S$ , is labeled "Meningkat". The second box, under  $PP$ , is also labeled "Meningkat". The third box, under  $\sigma'$ , is labeled "Konstan".

dimana  $S$  adalah tekanan *overburden* (psi),  $PP$  adalah tekanan pori (psi), dan  $\sigma'$  adalah tekanan efektif (psi). Proses defleksi nilai *log* sonik, porositas, dan densitas terhadap kurva NCT akan menyebabkan batuan *shale* gagal untuk terkompaksi sehingga proses tersebut menghasilkan nilai tekanan efektif yang konstan dan nilai tekanan pori yang meningkat. Jika batuan terkompaksi secara normal, tekanan efektif akan mengalami peningkatan seiring dengan bertambahnya kedalaman. Berdasarkan persamaan Terzaghi, jika nilai tekanan pori meningkat, lalu tekanan efektif konstan, dan disertai nilai tekanan *overburden* yang meningkat pula seiring dengan bertambahnya kedalaman, maka hal tersebut akan menyebabkan tekanan *overpressure* yang disebabkan oleh mekanisme *loading*.

Selain dikenal sebagai cekungan produktif penghasil minyak dan gas, cekungan Jawa Timur cekungan Jawa Timur juga dikenal sebagai cekungan yang *overpressure*. Hal tersebut tak lepas dari terdapatnya *mud volcano* sebagai manifestasi dari *overpressure* pada cekungan ini (Tribuana, dkk., 2014). Beberapa peneliti telah menyatakan bahwa mekanisme *loading* atau disequilibrium compaction merupakan penyebab dari *overpressure* pada cekungan Jawa Timur (Raihan, dkk., 2011; Ramdhan, dkk., 2011; Tanikawa, dkk., 2010).





Gambar 4. 10 Korelasi antar sumur penelitian

Berdasarkan gambar 4.10, *shale* yang di analisa untuk menentukan mekanisme pembentukan *overpressure* terletak di formasi Ngrayong dari cekungan Jawa Timur Bagian Utara. Formasi Ngrayong terendapkan saat miosen tengah pada fasa regresi. Berdasarkan Raihan, dkk. (2011), formasi Ngrayong dikategorikan ke dalam formasi yang memiliki laju pengendapan sedimen yang tinggi atau lebih dari 120 m/my, dan dikenal sebagai *rapid sedimentation*.

Laju pengendapan sedimen berhubungan dengan *overpressure* dan *disequilibrium compaction*. Menurut Mocuhet dan Mitchell (1989), intensitas tekanan pori bergantung pada laju sedimentasi. Jika laju sedimentasi melebihi dari kondisi kesetimbangan, maka akan meningkatkan volume fluida yang harus dikeluarkan dari sistem pori batuan, sehingga jika volume fluida yang keluar dari sistem tidak seimbang dengan laju sedimentasi maka akan menghasilkan tekanan pori yang *overpressure*. Berdasarkan konsep tersebut, dapat disimpulkan bahwa mekanisme *loading* atau *disequilibrium compaction* yang menjadi penyebab tekanan *overpressure* pada Lapangan MZ disebabkan oleh laju sedimentasi yang tinggi dari Formasi Ngrayong.

## 4.2 Hasil Perhitungan Tekanan Pori di *Reservoir* Karbonat

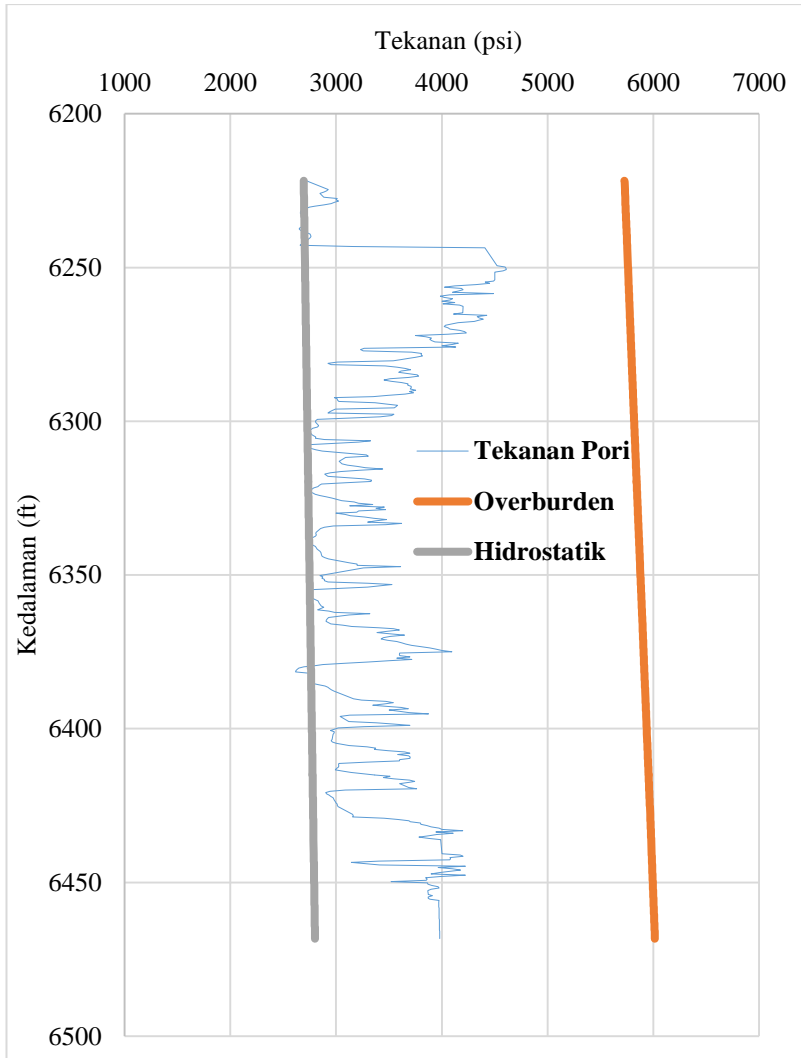
Perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat pada Lapangan MZ dilakukan dengan menggunakan metode kompresibilitas. Parameter yang terdapat pada metode kompresibilitas, yaitu kompresibilitas pori dan kompresibilitas *bulk* didapatkan melalui proses pendekatan terhadap konsep pengukuran *uniaxial compression* dan agar mendapatkan nilai kompresibilitas maksimum, yaitu menggunakan *fluid replacement modelling*.

Berikut adalah hasil perhitungan kompresibilitas *bulk* dan kompresibilitas pori menggunakan *fluid replacement modelling* pada masing-masing sumur penelitian :

**Tabel 4. 1** Hasil Perhitungan Kompresibilitas *Bulk* dan Pori

Sumur Penelitian	$C_p$ (Kompresibilitas Pori)	$C_b$ (Kompresibilitas <i>Bulk</i> )
MZ-1	$5,9 \times 10^{-7} - 8,1 \times 10^{-7}$	$1,4 \times 10^{-7} - 2,3 \times 10^{-7}$
MZ-2	$5,6 \times 10^{-7} - 9,2 \times 10^{-7}$	$1,3 \times 10^{-7} - 2,3 \times 10^{-7}$
MZ-3	$5,7 \times 10^{-7} - 9,5 \times 10^{-7}$	$1,4 \times 10^{-7} - 3,5 \times 10^{-7}$

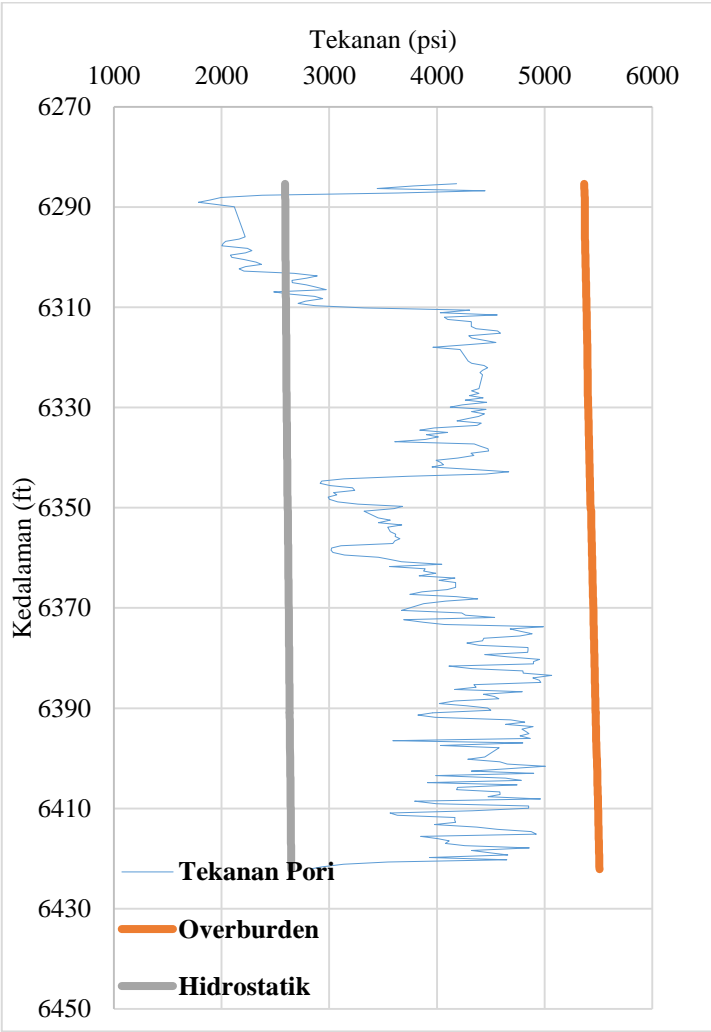
Perhitungan dilakukan terhadap masing-masing *reservoir* karbonat pada setiap sumur penelitian. Berikut adalah hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat pada sumur MZ – 1 :



Gambar 4. 11 Profil tekanan pori di *reservoir* karbonat pada sumur MZ-1

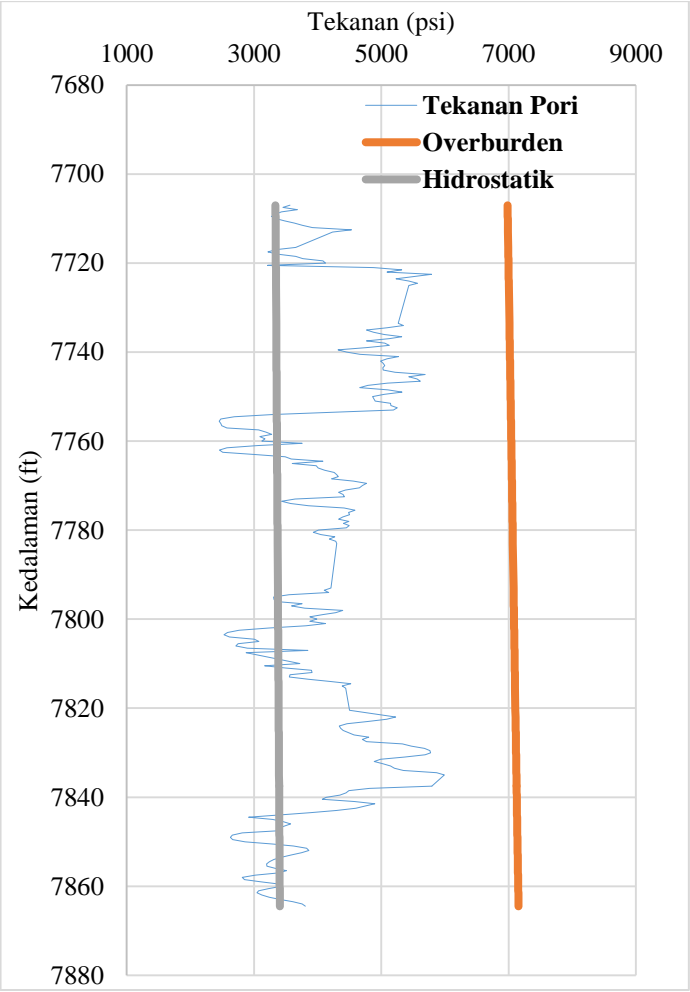
Gambar 4.11 menunjukkan hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat pada sumur MZ-1. Pada grafik tersebut, nilai tekanan pori di plot bersama dengan tekanan *overburden* dan tekanan hidrostatik untuk menentukan apakah tekanan pori tersebut merupakan tekanan *overpressure* atau

*underpressure*. Berdasarkan nilai tekanan pori yang ditunjukkan oleh gambar 4.11, tekanan pori *resevoir* karbonat pada sumur MZ-1 merupakan tekanan *overpressure*. Hal tersebut ditunjukkan oleh nilai tekanan pori yang melebihi tekanan hidrostatik. Gradien tekanan pori pada *reservoir* karbonat di sumur MZ-1 yaitu mulai 0.52 psi/ft hingga 0.58 psi/ft.



Gambar 4. 12 Profil tekanan pori di *reservoir* karbonat pada sumur MZ-2

Gambar 4.12 menunjukkan hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat pada sumur MZ-3. Berdasarkan gambar tersebut, awalnya tekanan pori bersifat *underpressure* karena memiliki nilai kurang dari tekanan hidrostatik hingga kedalaman 6.310 ft. Namun, nilai tekanan pori mengalami kenaikan hingga menjadi tekanan *overpressure*. Nilai gradien tekanan pori *reservoir* karbonat pada sumur MZ-2 yaitu mulai 0.6 psi/ft hingga 0.65 psi/ft.



Gambar 4. 13 Profil tekanan pori di *reservoir* karbonat pada sumur MZ-3

Gambar 4.13 menunjukkan hasil perhitungan tekanan pori pada *reservoir* karbonat di sumur MZ-3. Sama seperti sumur MZ-1 dan MZ-2, nilai tekanan pori di plot bersama dengan tekanan hidrostatik dan tekanan *overburden*. Berdasarkan gambar tersebut, nilai tekanan pori mengalami perubahan keadaan, dari *underpressure* menjadi *overpressure* dan begitu pun sebaliknya. Namun, gradien tekanan pori pada sumur MZ-3 yaitu mulai dari 0.53 psi/ft hingga 0.57 psi/ft.

Hasil perhitungan tekanan pori pada *reservoir* karbonat di sumur penelitian Lapangan MZ telah ditunjukkan oleh gambar 4.11, 4.12, dan 4.13. Nilai tekanan pori tersebut juga di plot bersama dengan tekanan hidrostatik dan tekanan *overburden*. Berdasarkan gambar tersebut dapat diketahui bahwa, karakteristik tekanan pori tidak sama dengan tekanan hidrostatik maupun *overburden*, yaitu semakin mengalami peningkatan seiring dengan bertambahnya kedalaman. Tetapi, nilai tekanan pori sangat dipengaruhi oleh porositas dan parameter kompresibilitas pada penelitian ini.

Porositas dan parameter kompresibilitas adalah faktor yang mempengaruhi nilai tekanan pori. Hal tersebut tercermin dari nilai *spike* yang ditunjukkan oleh hasil perhitungan. Nilai *spike* mencerminkan bahwa porositas yang dimiliki oleh batuan karbonat sangat heterogen. Artinya, nilai porositas tersebut cukup tidak seragam. Seperti yang diketahui bahwa batuan karbonat memiliki nilai yang sangat beragam pada ukuran butir, jenis dan ukuran pori, serta memiliki beberapa jenis porositas. Oleh karena itu, perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat akan lebih akurat jika dapat mendefinisikan tipe pori karbonat terlebih dahulu sehingga hasil perhitungan akan lebih akurat dan mendekati keadaan *reservoir* yang sebenarnya.

## **4.3 Analisa Tekanan Pori Reservoir Karbonat**

Setelah tekanan pori pada *reservoir* karbonat dihitung, maka selanjutnya dilakukan analisa hasil perhitungan tekanan pori tersebut terhadap *d'exponent*, tekanan lumpur pemboran, permasalahan yang terjadi saat proses pemboran, serta data RFT sebagai pengukuran tekanan langsung.

### **4.3.1 Terhadap *d'Exponent*, Tekanan Lumpur, dan Permasalahan Pemboran**

*D'exponent* dan tekanan lumpur bertujuan sebagai pembandingan dengan hasil perhitungan tekanan pori yang dilakukan. *D'exponent* yang telah dihitung memiliki satuan tekanan (psi) yang menunjukkan perubahan kecepatan pemboran akibat zona tekanan abnormal. Oleh karena itu, jika nilai *d'exponent* mengalami defleksi ke kiri atau berkurang maka zona tersebut memiliki tekanan

formasi yang abnormal. Selain itu, tekanan lumpur yang diketahui dari data aktual *mudweight* juga dapat membantu untuk menganalisa hasil perhitungan tekanan pori. Berdasarkan Ramdhan (2016), aktual *mudweight* yang memiliki satuan ppg bersifat ekuivalen terhadap gradien dari tekanan (psi/ft). Hubungan antara ppg dengan psi/ft yaitu :

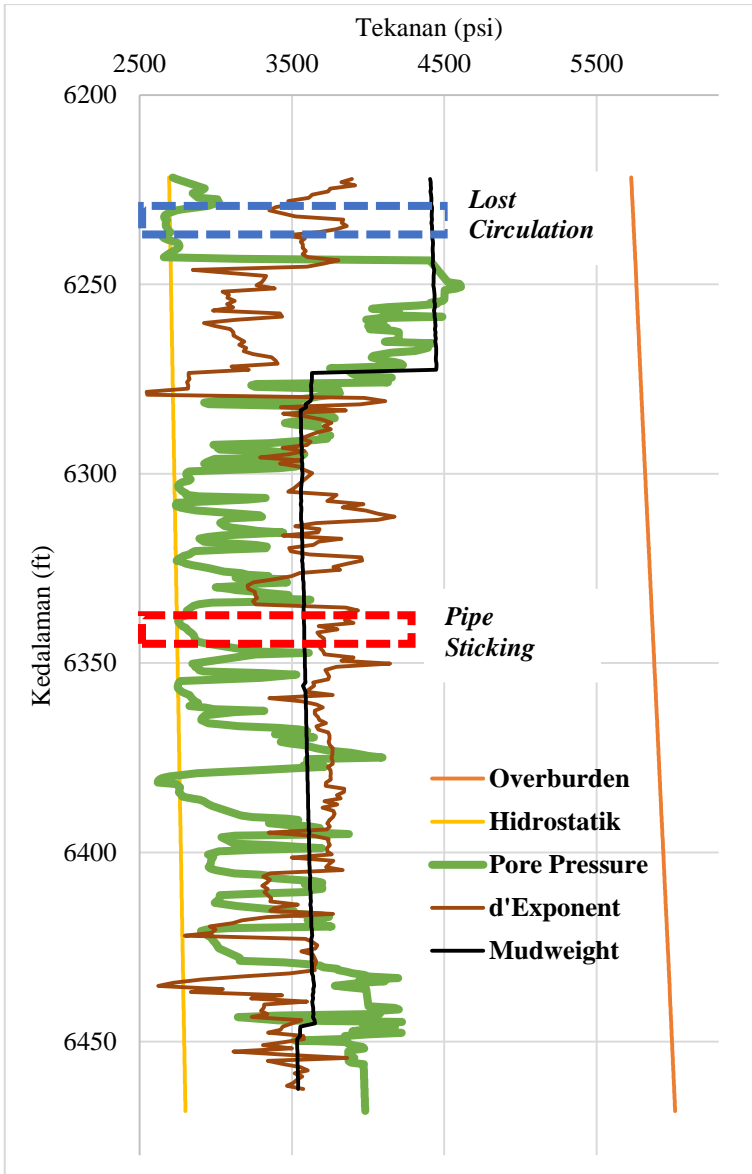
$$1 \text{ psi/ft} \approx 19.2 \text{ ppg} \quad (4.1)$$

sehingga jika proses konversi dari ppg menjadi psi/ft dilakukan berdasarkan persamaan 4.1, maka akan menghasilkan nilai aktual *mudweight* dalam bentuk gradien tekanan. Oleh karena itu, nilai aktual *mudweight* yang merupakan berat jenis lumpur pemboran dapat ditampilkan dalam grafik tekanan terhadap kedalaman. Semakin besar nilai berat jenis lumpur maka semakin besar pula nilai tekanan lumpur yang dihasilkan dan begitu juga sebaliknya. Berdasarkan konsep *d'exponent* dan tekanan lumpur maka kedua parameter tersebut dapat digunakan sebagai pembanding terhadap nilai tekanan pori di *reservoir* karbonat yang telah dihitung menggunakan metode kompresibilitas.

Selain menggunakan konsep *d'exponent* dan tekanan lumpur, penelitian ini juga memanfaatkan informasi tentang permasalahan yang terjadi saat proses pemboran sebagai bagian dari analisa terhadap hasil perhitungan tekanan pori. Informasi mengenai permasalahan yang terjadi saat proses pemboran diketahui melalui data *mudlog* yang tersedia pada setiap sumur penelitian. Berikut adalah beberapa jenis permasalahan yang terjadi saat proses pemboran pada sumur penelitian :

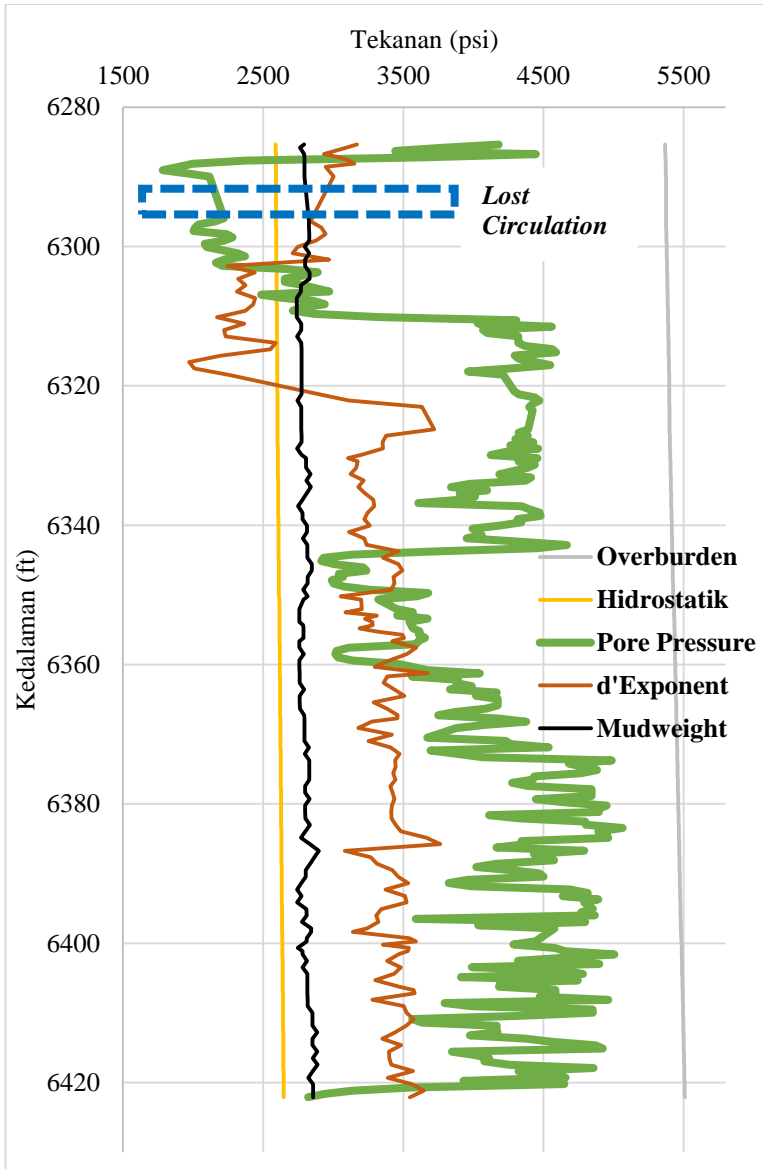
- a). *Lost circulation* : Permasalahan yang menyebabkan hilangnya lumpur pemboran masuk ke dalam formasi akibat tekanan lumpur lebih tinggi daripada tekanan pori formasi.
- b). *Pipe sticking* : Keadaan dimana bagian dari pipa bor atau *drill collar* terjepit dalam lubang bor akibat tekanan lumpur lebih tinggi daripada tekanan pori formasi.

Penyebab dari kedua permasalahan tersebut adalah terdapat perbedaan antara tekanan pori dengan tekanan lumpur. Oleh karena itu, berdasarkan informasi permasalahan pemboran pada kedalaman tertentu dapat di analisa antara nilai tekanan pori hasil perhitungan dengan tekanan lumpur terhadap permasalahan pemboran tersebut.

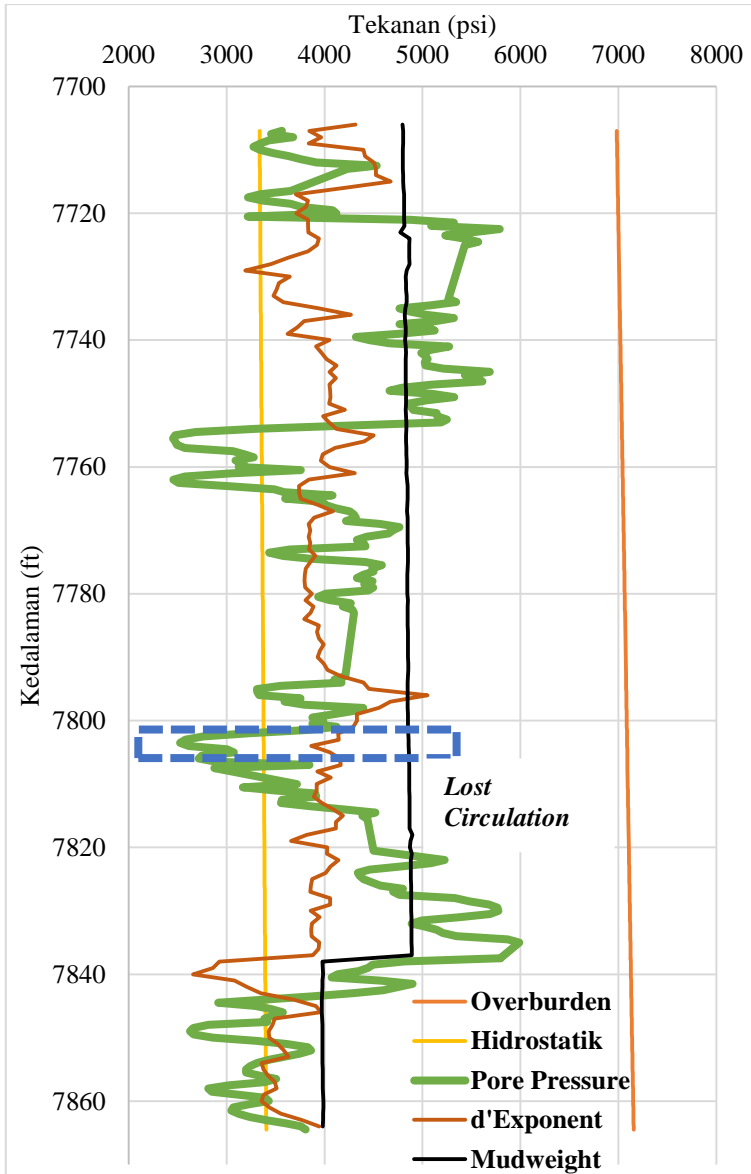


Gambar 4. 14 Profil tekanan pori dengan *d'exponent*, tekanan lumpur, dan permasalahan pemboran di sumur MZ-1





Gambar 4. 15 Profil tekanan pori dengan  $d'$ exponent, tekanan lumpur, dan permasalahan pemboran di sumur MZ-2



Gambar 4. 16 Profil tekanan pori dengan  $d'$ exponent, tekanan lumpur, dan permasalahan pemboran di sumur MZ-3

Gambar 4.14 menunjukkan profil hasil perhitungan tekanan pori dengan *d'exponent*, tekanan lumpur, serta permasalahan pemboran yang terjadi pada sumur MZ-1. Grafik tersebut bertujuan untuk membandingkan tekanan pori yang telah dihitung menggunakan metode kompresibilitas dengan parameter pemboran tersebut. Sedangkan informasi detail mengenai permasalahan pemboran pada sumur MZ-1 yaitu sebagai berikut :

**Tabel 4. 2** Masalah dalam pemboran pada sumur MZ-1

No.	Kedalaman (ft)	Keterangan
1	6227.12 – 6230.84	<i>Lost Circulation</i>
2	6334.07 – 6346.87	<i>Pipe Sticking</i>

Berdasarkan analisa pada sumur MZ-1, dapat diketahui bahwa permasalahan *lost circulation* dan *pipe sticking* berhubungan dengan perbedaan nilai tekanan lumpur dengan tekanan pori. Pada kedalaman dari kedua permasalahan tersebut, nilai tekanan lumpur lebih besar daripada tekanan pori dan hal itu sesuai dengan konsep tentang penyebab terjadinya *lost circulation* dan *pipe sticking*. Sehingga dapat disimpulkan bahwa, nilai tekanan pori hasil perhitungan telah tepat. Hal tersebut ditunjukkan oleh analisa parameter *d'exponent*, tekanan lumpur, serta hubungannya dengan permasalahan pemboran.

Gambar 4.15 menunjukkan profil hasil perhitungan tekanan pori dengan *d'exponent*, tekanan lumpur, serta permasalahan pemboran yang terjadi pada sumur MZ-2. Informasi detail mengenai permasalahan pemboran pada sumur MZ-2 adalah sebagai berikut :

**Tabel 4. 3** Masalah dalam pemboran pada sumur MZ-2

No.	Kedalaman (ft)	Keterangan
1	6289.95 – 6295.92	<i>Lost Circulation</i>

Analisa dilakukan terhadap nilai tekanan pori hasil perhitungan dengan parameter pemboran dan permasalahan yang terjadi saat proses pemboran. Pada kedalaman yang terdapat permasalahan *lost circulation*, nilai tekanan lumpur lebih besar dibandingkan dengan tekanan pori. Hal tersebut sesuai dengan konsep penyebab terjadinya permasalahan *lost circulation* sehingga perhitungan tekanan pori telah tepat. Namun, secara keseluruhan terdapat perbedaan nilai

antara hasil perhitungan tekanan pori dengan *d'exponent* dan tekanan lumpur. Tetapi, hanya satu permasalahan pemboran yang diketahui pada sumur MZ-2.

Sedangkan permasalahan saat proses pemboran pada sumur MZ-3 yaitu sebagai berikut :

**Tabel 4. 4** Masalah dalam pemboran pada sumur MZ-3

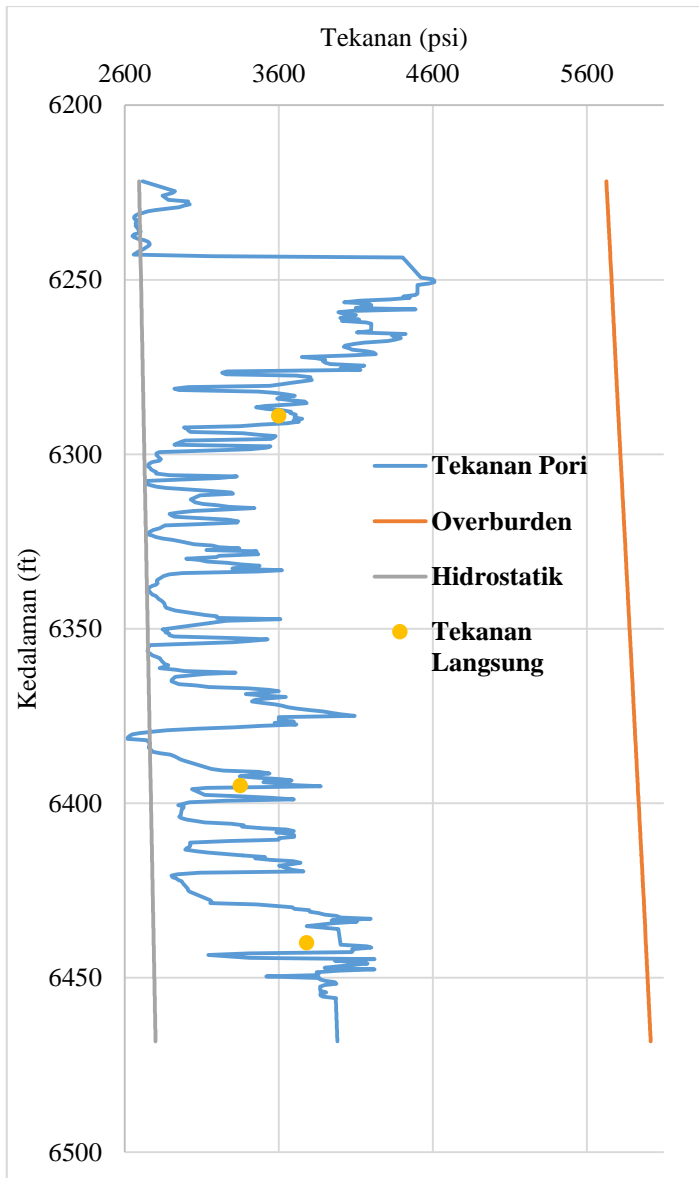
No.	Kedalaman (ft)	Keterangan
1	7805 - 7813	<i>Lost Circulation</i>

Analisa dilakukan sama seperti sumur sebelumnya, yaitu membandingkan hasil perhitungan tekanan pori dengan tekanan lumpur, *d'exponent*, dan masalah dalam pemboran. Berdasarkan gambar 4.16, pada kedalaman terjadinya permasalahan *lost circulation*, nilai tekanan lumpur lebih besar dibandingkan dengan tekanan pori. Hal tersebut menunjukkan bahwa hasil perhitungan tekanan pori pada kedalaman terjadinya *lost circulation* telah tepat karena penyebab terjadinya permasalahan tersebut telah sesuai dengan konsep.

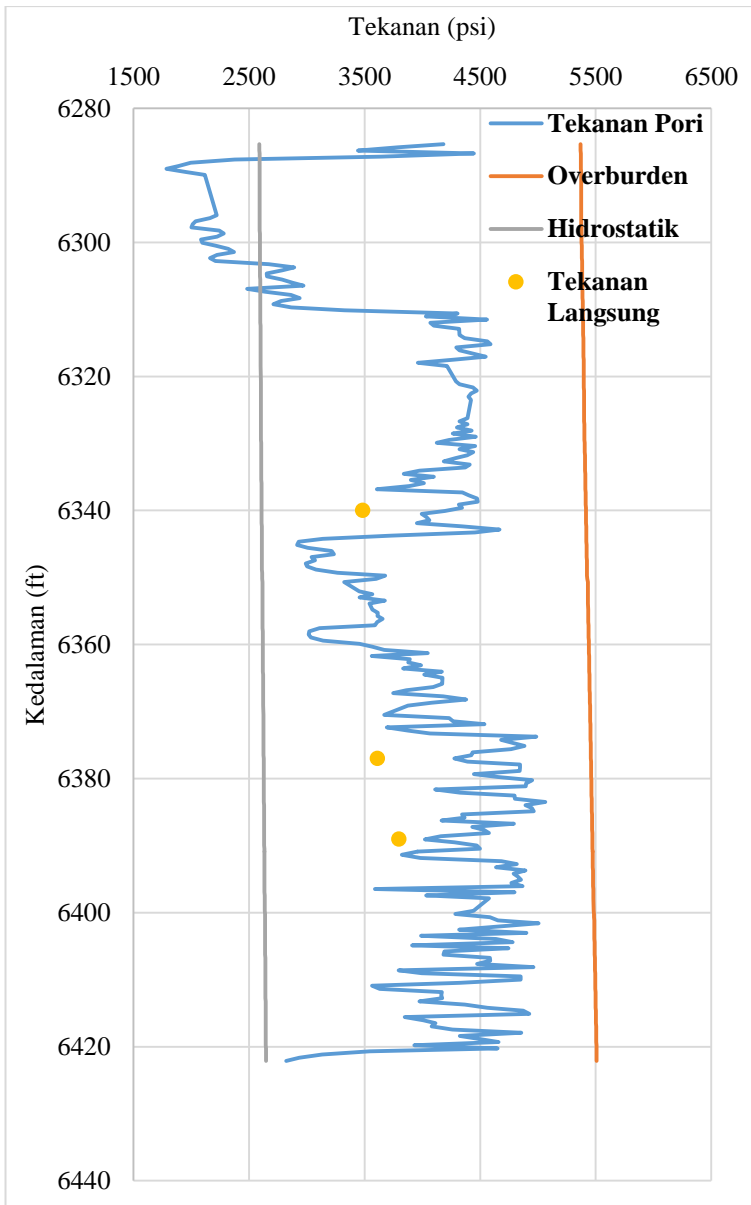
#### 4.3.2 Terhadap Pengukuran Tekanan Langsung

Selain analisa terhadap *d'exponent*, dan aktual *mudweight*, hasil perhitungan tekanan pori di *reservoir* karbonat juga di analisa dengan pengukuran tekanan langsung. Pengukuran tekanan langsung atau juga disebut dengan *wireline formation interval testers* (WFIT) mengukur tekanan pori fluida secara langsung pada lubang pemboran. Selain itu, pengukuran tekanan pori melalui WFIT juga dapat dilakukan dengan mengumpulkan *sample* fluida formasi. WFIT merupakan istilah umum yang digunakan untuk merujuk pada pengukuran tekanan langsung, namun terdapat beberapa istilah lain yang memiliki maksud yang sama tergantung pada perusahaan jasa yang menyediakan pengukuran tersebut, seperti *repeat formation tester* (RFT) dari Schlumberger, *sequential formation tester* (SFT) dari Halliburton, dll. Secara umum, pengukuran WFIT mengukur tekanan formasi melalui *sample* fluida formasi yang dimasukkan ke dalam *probe*. Melalui *probe* tersebut, tekanan pori suatu formasi dihitung sehingga nilai dari pengukuran tekanan pori secara langsung dapat dijadikan sebagai acuan untuk mengkalibrasi hasil perhitungan tekanan pori menggunakan data *well log*. Namun, data pengukuran WFIT tidak mencakup keseluruhan kedalaman pada suatu sumur, hal tersebut dikarenakan biaya pengukuran yang cukup mahal sehingga pada umumnya nilai WFIT hanya tersedia pada beberapa titik pada kedalaman tertentu.

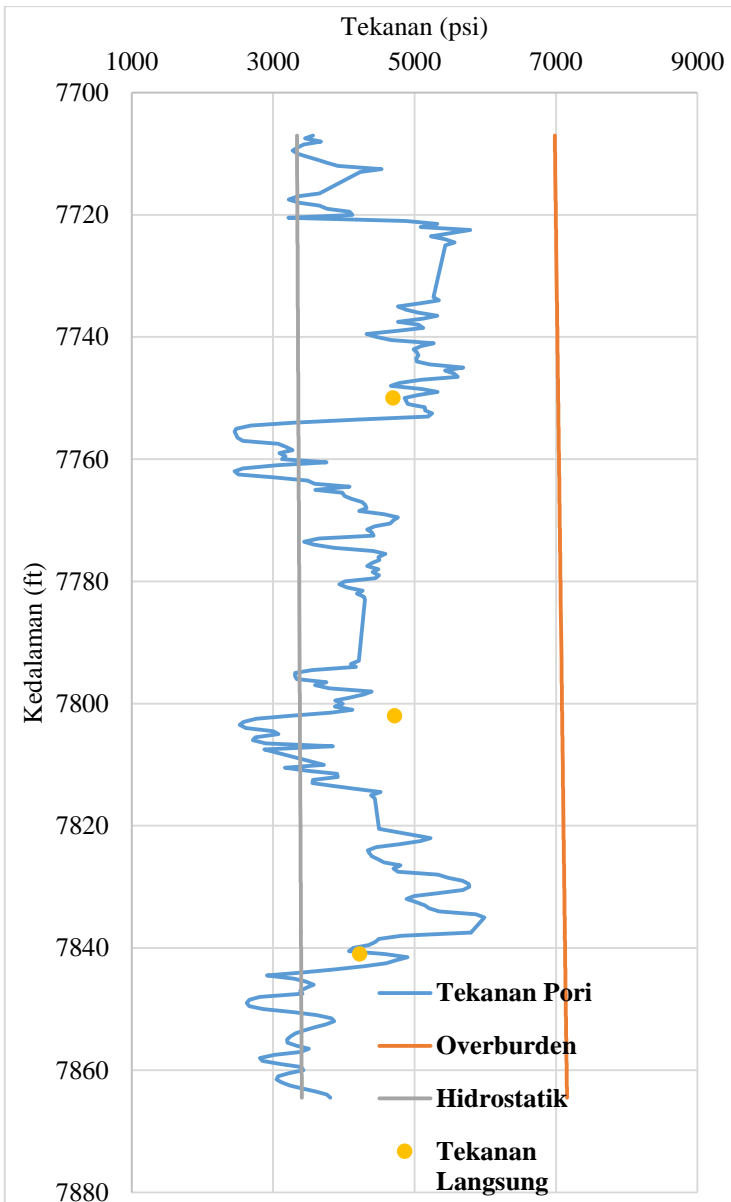
Pada penelitian ini, data RFT yang tersedia cukup terbatas. Oleh karena itu, analisa hanya difokuskan pada kedalaman tertentu yang memiliki data RFT sehingga dapat dilakukan perbandingan antara data pengukuran tekanan pori langsung dengan hasil perhitungan tekanan pori. Berikut adalah grafik antara hasil perhitungan tekanan pori dengan nilai pengukuran tekanan pori pada setiap sumur penelitian :



Gambar 4. 17 Profil tekanan pori dengan tekanan langsung di sumur MZ-1



Gambar 4. 18 Profil tekanan pori dengan tekanan langsung di sumur MZ-2



Gambar 4. 19 Profil tekanan pori dengan tekanan langsung di sumur MZ-3



Gambar 4.17 menunjukkan profil tekanan pori hasil perhitungan menggunakan metode kompresibilitas dengan nilai pengukuran tekanan pori secara langsung berdasarkan data RFT pada sumur MZ-1. Pada sumur MZ-1, terdapat 3 titik kedalaman nilai RFT, sehingga analisa perbandingan antara nilai perhitungan tekanan pori dengan pengukuran tekanan langsung difokuskan pada ketiga kedalaman tersebut. Pada titik pertama yaitu pada kedalaman 6289 ft, nilai RFT yaitu 3601.29 psi, sedangkan nilai tekanan pori hasil perhitungan yaitu 3721.472 psi. Berdasarkan perbandingan tersebut, selisih antara nilai perhitungan dan pengukuran adalah 120.18 psi. Pada titik kedua yaitu pada kedalaman 6395 ft, nilai data RFT yaitu 3351.92 ft, sedangkan nilai perhitungan tekanan pori yaitu 3500.73 psi, sehingga selisih antara keduanya yaitu 148.81 psi. Titik terakhir yaitu pada kedalaman 6440 ft, nilai pengukuran tekanan pori berdasarkan data RFT adalah 3782.18 psi, sedangkan nilai hasil perhitungan tekanan pori yaitu 4001.08 psi, sehingga selisih antara kedua nilai tersebut adalah 218.9. Berdasarkan perbandingan antara nilai pengukuran tekanan pori berdasarkan data RFT dan hasil perhitungan tekanan pori menggunakan metode kompresibilitas, dapat diketahui bahwa nilai selisih rata-rata pada 3 titik kedalaman tersebut yaitu 162.63 psi.

Profil nilai tekanan pori hasil pengukuran berdasarkan data RFT dengan nilai tekanan pori hasil perhitungan pada sumur MZ-2 ditunjukkan oleh gambar 4.18. Berdasarkan gambar tersebut, terdapat 3 titik nilai pengukuran tekanan pori secara langsung dan akan dibandingkan dengan nilai hasil perhitungan tekanan pori menggunakan metode kompresibilitas. Titik pertama berada pada kedalaman 6340 ft, nilai RFT pada kedalaman tersebut yaitu 3483.27 psi, sedangkan nilai tekanan pori hasil perhitungan yaitu 3993.22 psi, sehingga selisih antara nilai keduanya yaitu sebesar 509.95 psi. Pada titik kedua yang berada pada kedalaman 6377 ft, nilai RFT yaitu 3612.73 psi, sedangkan nilai tekanan pori hasil perhitungan adalah 4390.85 psi, sehingga selisih antara kedua nilai tersebut adalah sebesar 778.12 psi. Titik terakhir berada pada kedalaman 6389 ft, nilai RFT pada kedalaman tersebut yaitu 3798.62 psi, sedangkan nilai tekanan pori hasil perhitungan adalah 4021.43 psi, sehingga selisih antara kedua nilai tersebut adalah 222.81 psi. Berdasarkan analisa perbandingan antara nilai pengukuran tekanan pori berdasarkan data RFT dengan nilai tekanan pori hasil perhitungan pada 3 kedalaman, dapat diketahui bahwa nilai selisih rata-rata antara kedua nilai tersebut adalah 503.62 psi.

Gambar 4.19 menunjukkan profil tekanan pori hasil perhitungan menggunakan metode kompresibilitas dengan nilai pengukuran tekanan pori secara langsung berdasarkan data RFT pada sumur MZ-3. Pada sumur tersebut, terdapat 3 titik yang akan dilakukan perbandingan. Titik pertama yaitu berada

pada kedalaman 7750 ft. Nilai RFT pada kedalaman tersebut yaitu 4693.21 psi, sedangkan nilai hasil perhitungan tekanan pori adalah 4860.66 psi, sehingga selisish antara kedua nilai tersebut adalah sebesar 167.45 psi. Titik kedua berada pada kedalaman 7802 ft. Nilai RFT pada kedalaman tersebut yaitu 4712.74 psi, sedangkan nilai hasil perhitungan tekanan pori adalah 3234.11 psi, sehingga selisish antara kedua nilai tersebut adalah sebesar 1478.63 psi. Titik ketiga berada pada kedalaman 7841 ft. Nilai RFT pada kedalaman tersebut yaitu 4221.36 psi, sedangkan nilai hasil perhitungan tekanan pori adalah 4574.06 psi, sehingga selisish antara kedua nilai tersebut adalah sebesar 352.7 psi. Berdasarkan analisa ketiga titik tersebut, selisih rata-rata antara nilai RFT dengan nilai tekanan pori hasil perhitungan pada sumur MZ-3 adalah 666.26 psi.

#### **4.4 Rekomendasi Berat Jenis Lumpur di *Reservoir* Karbonat Lapangan MZ**

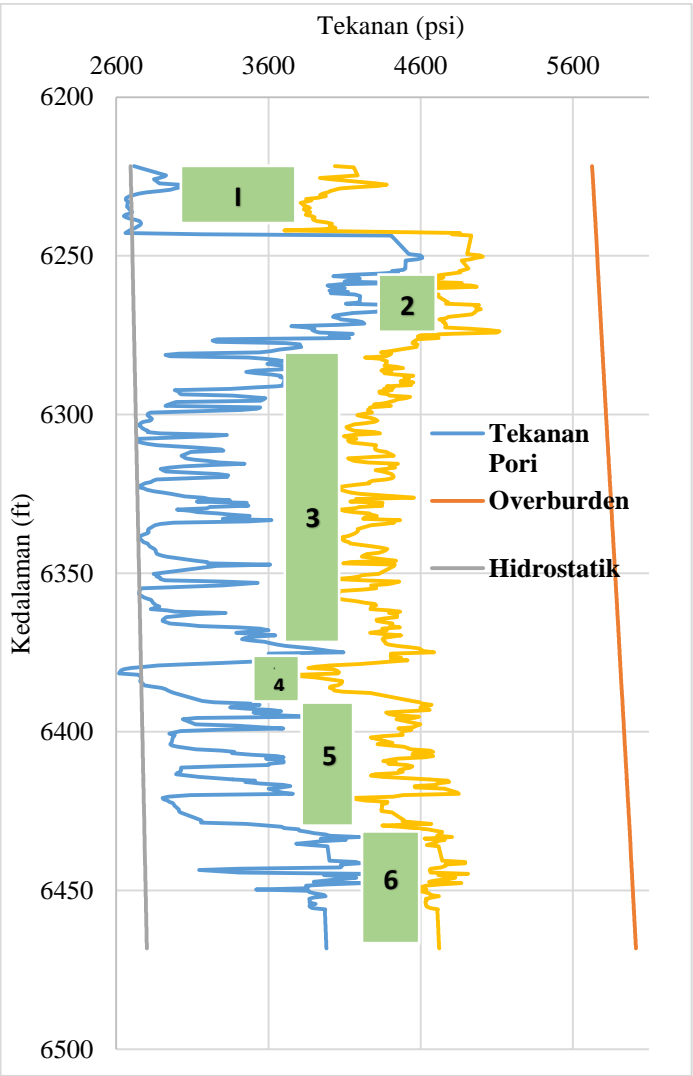
Salah satu tujuan dari estimasi tekanan pori adalah untuk menentukan berat jenis lumpur pemboran yang aman dan efektif. Berat jenis lumpur pemboran ditentukan melalui analisa hasil perhitungan tekanan pori dan tekanan rekah. Hal itu disebabkan berat jenis lumpur pemboran bernilai di atas tekanan pori dan kurang dari tekanan rekah. Sebelumnya, nilai tekanan rekah telah dihitung menggunakan persamaan Eaton, dan tekanan pori telah ditentukan dengan menggunakan metode kompresibilitas. Lalu, nilai tersebut di plot bersama dalam satu grafik, disertai dengan nilai tekanan *overbuden* dan tekanan hidrostatik.

Metode yang digunakan untuk menentukan rekomendasi berat jenis lumpur atau *mudweight* adalah dengan menggunakan metode *range* melalui *safety window*. *Safety window* merupakan *range* yang dibuat agar memudahkan *mud engineer* dalam menentukan berat jenis lumpur pemboran yang akan digunakan. Hal itu disebabkan posisi *safety window* telah bernilai di atas tekanan pori dan kurang dari tekanan rekah. *Range* dari *safety window* akan di tentukan sesuai dengan tren data tekanan pori dan tekanan rekah terhadap kedalaman.

Selain menggunakan metode *range*, penentuan rekomendasi berat jenis lumpur pemboran juga menggunakan *safety factor*. *Safety factor* merupakan nilai yang ditentukan karena grafik tekanan pori dan tekanan rekah yang cenderung tidak konstan. Nilai tersebut digunakan sebagai penentuan batas minimal dan maksimal berat jenis lumpur terhadap nilai tekanan pori. Nilai *safety factor* juga berbeda-beda tergantung pada kebijakan suatu perusahaan. Nilai *safety factor* yang digunakan pada penelitian ini adalah 0.7 ppg, karena perbedaan antara nilai tekanan pori dan tekanan rekah yang cukup dekat. Oleh karena itu, jika pada

suatu *range* kedalaman nilai tekanan pori maksimal 8.0 ppg, maka nilai batas minimal untuk rekomendasi berat jenis lumpur adalah 8.7 ppg

Berikut adalah hasil penentuan rekomendasi berat jenis lumpur di *reservoir* karbonat untuk sumur MZ – 1 :



Gambar 4. 20 *Safety mud window* untuk *reservoir* karbonat sumur MZ-1

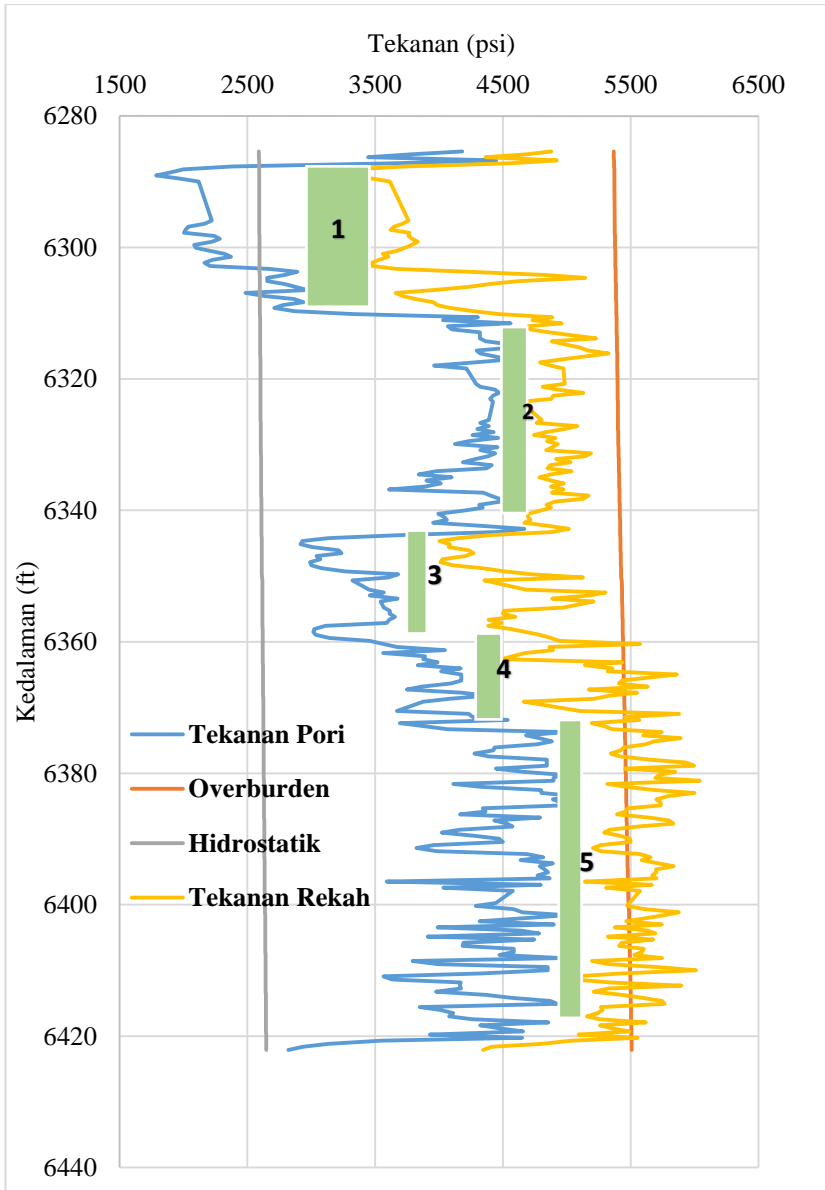
Gambar 4.20 menunjukkan hasil penentuan *safety mud window* terhadap sumur MZ-1. Pada gambar tersebut, data yang di plot adalah tekanan *overburden*, tekanan hidrostatik, tekanan pori, dan tekanan rekah. Pada sumur MZ-1 terdapat 6 *safety window* yang telah ditetapkan berdasarkan tren data tekanan pori dan tekanan rekah. Selain itu, karena grafik antara tekanan pori dan tekanan rekah cukup rapat, maka nilai *safety factor* yang digunakan adalah 0.7 ppg. Misalnya, pada *window* I yaitu mulai kedalaman 6221.76 ft hingga 6242.81 ft, nilai tekanan pori tertinggi adalah 12.9 ppg. Oleh karena itu, rekomendasi *mudweight* sebagai batas minimal pada *window* I adalah 13.6 ppg, atau 0.7 ppg lebih tinggi daripada nilai tertinggi tekanan pori. Hal ini dilakukan agar tidak terjadi *kick* atau *mud loss* pada saat proses pemboran yang dapat mengganggu proses pemboran. Hasil penentuan rekomendasi *mudweight* untuk sumur MZ-1 yaitu :

**Tabel 4. 5** Rekomendasi Berat Jenis Lumpur Pemboran untuk MZ-1

Window	Range kedalaman (ft)	Mudweight Aktual MZ-1 (ppg)	Rekomendasi Mudweight (ppg)	
			Minimal	Maksimal
I	6221.76 – 6242.81	13.6	10	10.7
II	6243.22 – 6275.84	13.6	14.8	15.5
III	6276.25 – 6374.95	10.84-11.1	13	13.7
IV	6375.36 – 6395.18	10.84	12.3	13
V	6395.60 – 6433.18	10.84	13.2	13.9
VI	6433.59 – 6468.28	10.52	13.4	14.1

Berdasarkan Tabel 4.5, rekomendasi berat jenis lumpur pemboran terdiri atas nilai minimal dan maksimal. Hal tersebut bertujuan agar memudahkan *mud engineer* dalam menentukan nilai berat jenis lumpur pemboran secara spesifik karena nilai yang di rekomendasikan telah berada di atas nilai tekanan pori dan kurang dari tekanan rekah. Pada tabel tersebut juga dapat di ketahui bahwa terdapat perbedaan antara nilai berat jenis lumpur aktual dengan nilai rekomendasi berat jenis lumpur pemboran.

Selain itu, penentuan *safety mud window* untuk sumur MZ-2 yaitu sebagai berikut :



Gambar 4. 21 *Safety mud window* untuk *reservoir* karbonat sumur MZ-2

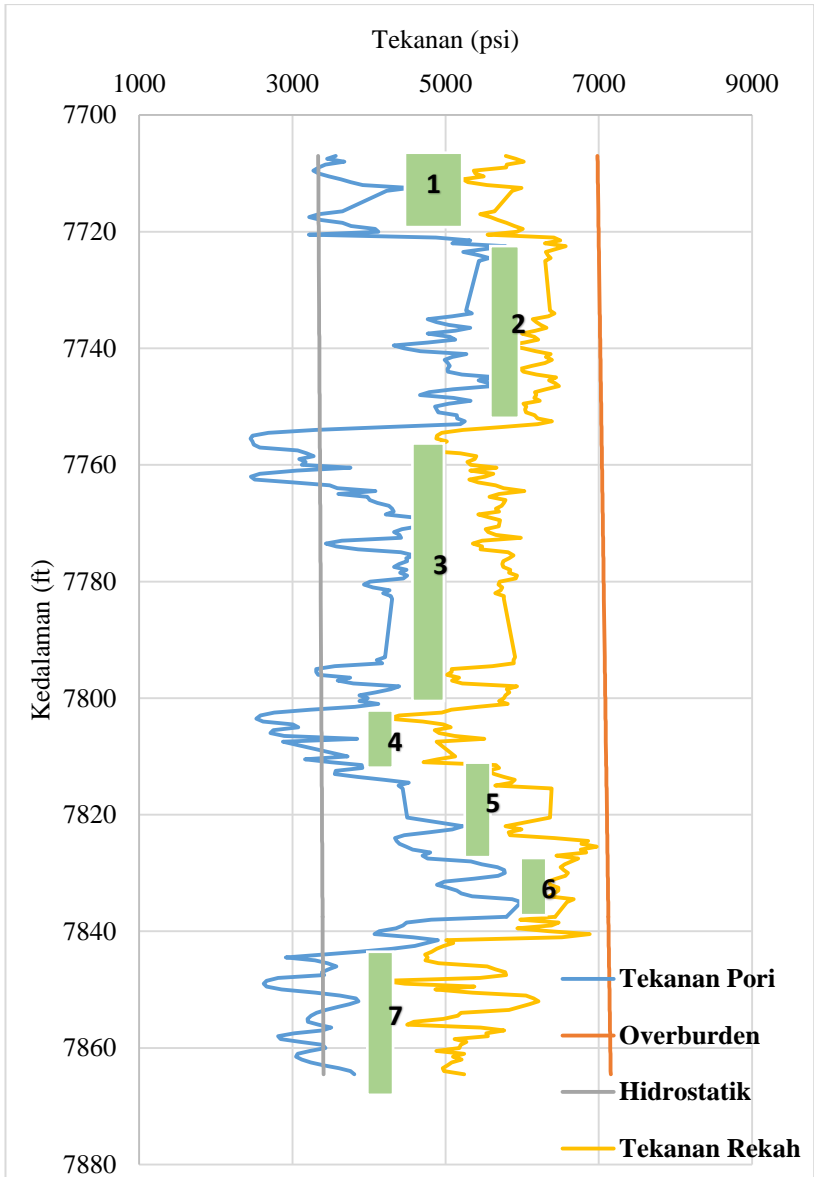
Gambar 4.21 menunjukkan hasil penentuan *safety mud window* untuk sumur MZ-2. Berdasarkan gambar tersebut, terdapat 5 *window* sebagai *range* kedalaman untuk menentukan rekomendasi berat jenis lumpur pemboran. Kelima *window* tersebut ditentukan berdasarkan tren nilai tekanan pori dan tekanan rekah terhadap kedalaman. Dikarenakan jarak antara nilai tekanan pori dan tekanan rekah cukup rapat, maka nilai *safety factor* yang digunakan adalah sebesar 0.7 ppg. Misalnya pada *window* 1, nilai maksimal tekanan pori yaitu 9.0 ppg, sehingga batas minimal rekomendasi berat jenis lumpur adalah 9.7 ppg, atau lebih tinggi 0.7 ppg dari nilai maksimal sebagai *safety factor*. Berikut adalah rekomendasi berat jenis lumpur pemboran untuk 5 *range window* pada sumur MZ-2 :

**Tabel 4. 6** Rekomendasi Berat Jenis Lumpur Pemboran untuk MZ-2

Window	Range kedalaman (ft)	Mudweight Aktual MZ-2 (ppg)	Rekomendasi Mudweight (ppg)	
			Minimal	Maksimal
I	6285.36 – 6309.81	8.72	9.7	10.4
II	6310.14 – 6341.90	8.52	14.6	15.3
III	6342.36 – 6361.25	8.61	13.5	14.2
IV	6361.72 – 6373.74	8.71	15.7	16.4
V	6374.21 – 6422.10	8.72	15.9	16.6

Tabel 4.6 menunjukkan hasil penentuan rekomendasi berat jenis lumpur pemboran terhadap *window* pada sumur MZ-2 yang telah ditetapkan. Nilai tersebut terdiri atas nilai minimal dan maksima dengan *safety factor* sebesar 0.7 ppg.

Berikutnya, *safety mud window* untuk sumur MZ-3 yaitu :



Gambar 4. 22 *Safety mud window* untuk *reservoir* karbonat sumur MZ-3

Gambar 4.22 menunjukkan hasil penentuan *safety mud window* terhadap sumur MZ-3. Berdasarkan gambar tersebut, terdapat 7 *window* yang telah ditentukan. Jumlah ini lebih banyak dibandingkan dengan sumur sebelumnya. Hal itu disebabkan oleh perubahan nilai tekanan pori dan tekanan rekah yang fluktuatif terhadap kedalaman, sehingga *window* ditentukan berdasarkan tren nilai tersebut. Selain itu, *safety factor* yang digunakan pada sumur MZ-3 adalah sebesar 0.7 ppg. Berikut adalah hasil penentuan rekomendasi berat jenis lumpur pemboran untuk sumur MZ-3 :

**Tabel 4. 7** Rekomendasi Berat Jenis Lumpur Pemboran untuk MZ-3

Window	Range kedalaman (ft)	Mudweight Aktual MZ-3 (ppg)	Rekomendasi Mudweight (ppg)	
			Minimal	Maksimal
I	7707 – 7721.5	11.95	11.9	12.6
II	7722 – 7754	12.09	14.7	15.4
III	7754.5 – 7801	11.98	12.4	13.1
IV	7801.5 – 7814.5	11.96	11.8	12.5
V	7815 – 7828.5	11.98	12.2	12.9
VI	7829 – 7842	9.74	15.2	15.9
VIII	7842.5 – 7864.5	9.73	11.7	12.4

Tabel 4.7 menunjukkan nilai rekomendasi berat jenis lumpur pemboran terhadap masing-masing *window* pada sumur MZ-3. Nilai tersebut terdiri dari nilai minimal dan maksimal dengan *safety factor* sebesar 0.7 ppg.

Berdasarkan analisa penentuan rekomendasi berat jenis lumpur pemboran untuk sumur MZ-1, MZ-2, dan MZ-3, dapat diketahui bahwa nilai berat jenis lumpur dipengaruhi oleh nilai tekanan pori dan tekanan rekah. Jika nilai tekanan pori meningkat pada kedalaman tertentu, maka nilai berat jenis lumpur pemboran juga ditingkatkan, dan begitu juga sebaliknya. Pengaturan nilai tersebut bertujuan untuk menghindari *kick*, maupun *mud loss* selama proses pemboran. Oleh karena itu, tekanan pori harus di estimasi secara akurat agar mendapatkan nilai berat jenis lumpur pemboran yang aman, efektif, dan efisien.



## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

1. *Ovepressure* yang terjadi di Lapangan MZ JOB Pertamina-Petrochina East Java terjadi karena mekanisme *loading* atau *disequilibrium compaction* akibat laju sedimentasi yang tinggi (*rapid sedimentation*).

2. Nilai kompresibilitas *bulk* dan pori yang didapatkan melalui proses *fluid replacement modelling* pada masing-masing sumur penelitian yaitu sebagai berikut :

**Tabel 5. 1** Hasil perhitungan Kompresibilitas *Bulk* dan Pori

Sumur Penelitian	$C_p$ (Kompresibilitas Pori)	$C_b$ (Kompresibilitas <i>Bulk</i> )
MZ-1	$5,9 \times 10^{-7} - 8,1 \times 10^{-7}$	$1,4 \times 10^{-7} - 2,3 \times 10^{-7}$
MZ-2	$5,6 \times 10^{-7} - 9,2 \times 10^{-7}$	$1,3 \times 10^{-7} - 2,3 \times 10^{-7}$
MZ-3	$5,7 \times 10^{-7} - 9,5 \times 10^{-7}$	$1,4 \times 10^{-7} - 3,5 \times 10^{-7}$

3. Tekanan pori di *reservoir* karbonat dapat di prediksi dengan baik menggunakan metode kompresibilitas. Hal tersebut ditunjukkan melalui kecocokan antara hasil perhitungan tekanan pori dengan tekanan lumpur, *d'exponent*, dan permasalahan pemboran. Selain itu, selisih antara hasil perhitungan tekanan pori menggunakan metode kompresibilitas dengan data tekanan langsung (RFT) juga cukup baik, yaitu kurang dari 1000 psi.

**Tabel 5. 2** Selisih rata-rata antara data RFT dengan nilai tekanan pori

Sumur Penelitian	Selisih rata-rata (psi)
MZ-1	162,63
MZ-2	503,62
MZ-3	666,26

4. Rekomendasi berat jenis lumpur pemboran untuk Lapangan MZ ditentukan dengan menggunakan *safety factor* sebesar 0.7 ppg dan *safety window* yang berada di antara nilai tekanan pori dan tekanan rekah.

## 5.2 Saran

1. Penelitian ini menggunakan asumsi fluida formasi sebesar 1 gr/cc. Namun, diperlukan nilai fluida formasi yang sesuai dengan kondisi penelitian agar menghasilkan nilai tekanan hidrostatik yang akurat.

2. Parameter kompresibilitas pori dan kompresibilitas *bulk* yang didapatkan dari proses *fluid replacement modelling* menggunakan persamaan Gassmann dapat digunakan selanjutnya sebagai *input* pada metode kompresibilitas untuk menghitung tekanan pori di *reservoir* karbonat.

3. Berdasarkan analisa hasil perhitungan tekanan pori, nilai tekanan pori di *reservoir* karbonat dipengaruhi oleh parameter heterogenitas *reservoir* karbonat. Oleh karena itu, disarankan untuk mengetahui distribusi mineral serta tipe pori dari karbonat sehingga proses perhitungan dapat lebih mendekati keadaan *reservoir* yang sebenarnya dan menghasilkan nilai tekanan pori yang lebih akurat.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T., 2010. *Reservoir Engineering Handbook*. Oxford: Elsevier.
- Alamsyah, M., Handono, B. & Syafriya, A., 2016. *3D Seismic Reservoir Characterization and Delineation in Carbonate Reservoir*. Australia, AAPG/SEG International Conference and Exhibition.
- Atashbari, V. & Tingay, M., 2012. *Compressibility Method for Pore Pressure Prediction*. Society Of Petroleum Engineers, SPE: 156337 .
- Atashbari, V. & Tingay, M., 2012. *Pore Pressure Prediction in Carbonate Reservoir*. SPE: 150836, Society of Petroleum Engineers.
- Azadpour, M., Manaman, N. S., Ilkhchi, A. K. & Sedghipour, M. R., 2015. *Pore Pressure Prediction and Modelling Using Well-Logging Data in One of The Gas Fields in South of Iran*. s.l., Journal of Petroleum Science and Engineering, Elsevier.
- Bhakta, T., Avseth, P. & Landro, M., 2016. Sensitivity Analysis of Effective Fluid and Rock Bulk Modulus Due to Changes in Pore Pressure, Temperature and Saturation. *Journal of Applied Geophysics*, Volume 135, pp. 77 - 89.
- Chopra, S., Chemingui, N. & Lawrence, R. M., 2005. An Introduction to This Special Section: Carbonates. *Leading Edge, Society of Exploration Geophysicist*, 24(488e489).
- Dasgupta, S., Chatterjee, R. & Mohanty, S., 2016. Prediction of Pore Pressure and Fracture Pressure in Cauvery and Krishna-Godavari Basins, India. *Marine and Petroleum Geology*, Volume 78, pp. 493-506.
- Dutta, N., 2002. Geopressure Prediction Using Seismic Data: Current Status and The Road Ahead. *Geophysics*, Volume 67, p. 6.
- Eloranta, P., 2015. *Uniaxial Compressive Strength Test Results of ONKALO Borehole*, Finland: Posiva.
- Fertl, W., 1976. *Abnormal Formation Pressure*. USA: Elsevier.

Green, S., O'Connor, S. & Edwards, A., 2016. *Predicting Pore Pressure in Carbonates: A Review*. Bahrain, 12th Middle East Geosciences Conference and Exhibition.

Henning, A., Yassir, N., Addis, A. & Warrington, A., 2008. Pore Pressure Estimation in an Active Thrust Region and Its Impact on Exploration and Drilling. *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction : AAPG Memoir*, Volume 76, pp. 89-105.

Huffman , A., Meyer, J., Gruenwald, R. & Buitrago, J., 2011. *Recent Advances in Pore Pressure Prediction In Complex Geologic Environments*. Manama, Society of Petroleum Engineers Middle East Oil and Gas Conference.

Huffman, A., 2002. The Future of Pressure Prediction using Geophysical Methods. *Pressure Regimens in Sedimentary Basins and Their Prediction : AAPG*, Volume 76, pp. 217-233.

JOB-PPEJ, 2014. *Well Report*, s.l.: Unpublished.

Mouchet, P. & Mitchell, A., 1989. *Abnormal Pressures While Drilling*. Perancis: Technip.

O'Connor, S., Swarbrick, R. & Lahann, R., 2011. *Geologically-driven Pore Fluid Pressure Models and Their Implications for Petroleum Exploration*. s.l., Wiley-Black Well.

Pertamina, 2013. *Laporan Studi Geomekanika*, s.l.: Unpublished.

Raihan, A., Trizani, E., Triananda , A. & Putra, P., 2016. *Study of Pore Pressure in Sukowati Field, East Java Basin*. s.l., s.n.

Ramdhan, A. & Goulty, N., 2010. Overpressure Generating Mechanisms in The Peciko Field, Lower Kutai Basin, Indonesia. *EAGE Petroleum Geoscience*, Volume 16, pp. 367 - 376.

Ramdhan, A., Goulty, N. & Hutasoit, L., 2011. *The Challenge of Pore Pressure Prediction in Indonesia's Warm Neogen Basins*. Jakarta , 35th Indonesian Petroleum Association (IPA) Convention and Exhibition.

Ramdhan, A. et al., 2013. *Importance of Understanding Geology in Overpressure Prediction : The Example of The East Java Basin*. Jakarta, 37th Indonesian Petroleum Association (IPA) Convention and Exhibition

Ramdhan, A. M., 2010. *Overpressure and Compaction in The Lower Kutai Basin, Indonesia*. UK, Durham University.

Ramdhan, A. M., 2017. *Overpressure in Indonesia's Sedimentary Basins*. 1st penyunt. Bandung: s.n.

Stunes, S., 2012. *Methods of Pore Pressure Detection from Real-Time Drilling Data*. Norwegia, Norwegian University of Science and Technology.

Tanikwa, W. et al., 2010. Fluid Transport Properties and Estimation of Overpressure at The Lusi Mud Volcano, East Java Basin. *Engineering Geology*, Volume 116, pp. 73 - 85.

Tribuana, I., Yosandian, H. & Harahap, A., 2014. *Ovepressure Occurence and Mechanism in Blora-Tuban Region, East Java Basin, Indonesia*. s.l., Acta Mineralogica-Petrographica.

Triyanto, D., 2016. *Evaluasi Formasi Untuk Menentukan Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir Karbonat Lapangan "X" Menggunakan Data Well Logging dan Petrofisika*. Lampung, Universitas Lampung.

Walls, J., Dvorkin, J. & Smith, B., 1998. Modelling Seismic Velocity in Ekofisk Chalk. *68th SEG Annual Conference*, pp. 1016 - 1019.

Wang, Z. & Wang, R., 2015. *Pore Pressure Prediction Using Geophysical Methods in Carbonate Reservoirs: Current Status, Challenges, and Way Ahead*. s.l., Journal of Natural Gas Science and Engineering, Elsevier.

Yassir, N. & Addis, A., 2008. Relationship Between Pore Pressure and Stress in Different Tectonic Settings. *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction: AAPG Memoir*, Volume 76, pp. 79-88.

Yosandian, H. et al., 2014. Overpressure Characteristic in the Langkat Field, North Sumatra Basin, Indonesia. *International Conferences on Geological and Environmental Sciences*, Volume 73.

Zhang, J., 2011. Pore Pressure Prediction from Well Logs : Methods, Modification, and New Approaches. *Earth-Science Reviews*, Volume 108, pp. 50-63.

Zhang, J., 2013. Effective Stress, Porosity, Velocity and Abnormal Pore Pressure Prediction Accounting for Compaction Disequilibrium and Unloading. *Marine and Petroleum Geology*, Volume 45, pp. 2-11.

Zhang, J. & Standifird, W., 2008. *Casing Ultradeep, Ultralong Salt Sections in Deep Water: A Case Study for Failure Diagnosis and Risk Mitigation in Record Depth-Well*. Colorado, SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Ziegler, F. E. & Jones, J., 2014. Predrill Pore-Pressure Prediction and Pore Pressure and Fluid Loss Monitoring During Drilling: A Case Study for a Deepwater subsalt Gulf of Mexico Well and Discussion on Fracture Gradient, Fluid Losses, and Wellbore Breathing. *Interpretation Society of Exploration Geophysicist*, 2(1), pp. 45 - 55.

## BIODATA PENULIS



Muhazzib lahir di Sigli, 9 Juni 1995, merupakan anak kedua dari empat bersaudara. Penulis masuk jurusan Teknik Geofisika ITS pada tahun 2013. Selama menjadi mahasiswa Teknik Geofisika ITS, penulis aktif mengikuti berbagai organisasi dan kepanitiaan, diantaranya sebagai Ketua Departemen *Research and Development* SPE ITS 2015/2016, Ketua Pagelaran Seni ITS Expo 2015, dan Ketua *Event Management* PETROLIDA 2015. Selain bidang organisasi dan kepanitiaan, penulis juga aktif dalam bidang penelitian dan keilmuan geofisika yaitu dengan mempresentasikan dan mempublikasikan *paper* di 10<sup>th</sup> *International Conference on Advanced Science and Technology* 2015 dengan judul *Geological Trapping's Identification of Kujung Formation East Java as Geologic Storage for Carbon Capture Storage Based on Seismic Imaging* sebagai *oral presenter* dan penulis juga mempublikasikan penelitian dan bertindak sebagai *poster presenter* di 40<sup>th</sup> *Indonesian Petroleum Association Convex 2016* dengan judul *Gas Hydrate Exploration Using Continous Wavelet Transform Based on Spectral Decomposition*. Penulis memiliki perhatian terhadap isu minyak dan gas, serta pengembangan energi terbarukan, dan telah mempresentasikan ide serta pandangannya terhadap isu tersebut di beberapa konferensi internasional, seperti *Asia Pacific SPE Student Conference* di Universiti Teknologi Petronas, Malaysia tahun 2013, *ITB International Energy Conference* 2014, dan *PetroGas Days UI Conference* tahun 2015. Selain fokus pada bidang yang berkaitan dengan keilmuan, penulis juga terpilih sebagai 1 dari 500 mahasiswa terbaik yang lulus seleksi dari 15.500 pendaftar untuk mendapatkan program beasiswa bergengsi yaitu Djarum Beasiswa Plus 2015/2016, dan terpilih sebagai salah satu peserta program pengembangan kepemimpinan terbaik di Indonesia, yaitu *XL Future Leaders Batch 4*. Selain itu, penulis juga terpilih sebagai penerima beasiswa *SPE Java Indonesia Scholarship Program* 2014/2015. Penulis melaksanakan kerja praktik di JOB Pertamina-Petrochina East Java serta memiliki pengalaman sebagai *Geophysicist Intern* di JOB Pertamina-Petrochina East Java. Jika ingin berdiskusi lebih jauh mengenai tugas akhir dapat menghubungi penulis.